

MÁSTER UNIVERSITARIO EN

Integración de las energías renovables en el sistema eléctrico

TRABAJO FIN DE MÁSTER

INTEGRACIÓN DE AEROGENERADORES DE IMÁN PERMANENTE EN REDES DÉBILES

Estudiante
Director/Directora
Departamento
Curso académico

Asla Urrutia, Amaia
Zubia Olaskoaga, Itziar
Ingeniería eléctrica
2021-2022

Bilbao, 23, junio, 2022

RESUMEN

La utilización rentable del recurso eólico requiere que los parques eólicos se ubiquen en zonas con buenos recursos eólicos. Estas zonas suelen estar cerca de una red relativamente débil que puede suponer una limitación técnica para la explotación de los recursos eólicos.

Este trabajo define las redes débiles y presenta de forma resumida los posibles problemas que puede provocar la inyección de energía eólica en ellas. También se analiza el funcionamiento y control de un generador síncrono de imán permanente (PMSG). Tras el análisis teórico, se modela dicho aerogenerador conectado a una red débil mediante Matlab y Simulink, siendo la finalidad del trabajo observar los posibles problemas que provoca dicho generador en la red, en el punto de conexión de la carga.

LABURPENA

Energia eolikoaren erabilera produktiboak, parkeak baliabide eoliko oneko guneeetan egotea eskatzen du; energia eolikoaren injezioarako muga eragiten duten sare ahul samarretik gertu egon ohi diren tokiak.

Lan honek sare ahulak definitzen ditu eta hauetan haize-energia injezioak eragin ditzakeen arazoak laburbiltzen ditu. Iman iraunkorrek sorgailu sinkronoaren (PMSG) baten funtzionamendua eta kontrola ere aztertzen da. Analisi teorikoaren ondoren, mota horretako aerosorgailu bat modelatzen da sare ahul bati konektaturik MatLab eta Simulink erabiliz; izan ere, lanaren helburua, sorgailu honek sarean, kargaren konexio gunean sor ditzakeen arazoak behatzea baita.

ABSTRACT

The productive use of wind energy requires that wind farms are located in areas with good wind resources; locations that are often close to relatively weak grids that pose a constraint to wind energy injection.

This paper defines weak grids and summarizes the potential problems that can be caused by injecting wind power into them. The operation and control of a permanent magnet synchronous generator (PMSG) is also analyzed. After the theoretical analysis, this wind turbine connected to a weak grid is modeled using MatLab and Simulink, and the purpose of the work is to observe the possible problems caused by this generator in the grid, at the load connection point.

Palabras clave: PMSG, red débil, control del lado de la máquina, control del lado de la red.

INDICE DE CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	7
2.	CONTEXTO	8
3.	ESTADO DEL ARTE.....	10
3.1.	REDES DÉBILES	10
3.1.1.	Métodos de cálculo de SCR.....	11
3.2.	GENERACIÓN EÓLICA EN REDES DÉBILES	12
3.2.1.	Impacto de la generación eólica en la calidad de suministro de las redes débiles	13
3.2.1.1.	Impacto en el control de frecuencia- potencia	14
3.2.1.2.	Impacto en el control de tensión reactiva	14
3.2.1.3.	Problemas en la estabilidad y capacidad térmica.....	14
3.2.1.4.	Problemas de protección	15
3.3.	AEROGENERADORES DE IMÁN PERMANENTE	15
3.4.	MODELOS DINÁMICOS	18
4.	MODELADO DE AEROGENERADOR CONECTADO A RED.....	20
4.1.	MODELO DE AEROGENERADOR PMSG	20
4.1.1.	Modelo de la turbina	20
4.1.2.	Modelo de la máquina PMSG	21
4.1.2.1.	Ecuaciones eléctricas	22
4.1.2.2.	Ecuaciones mecánicas.....	23
4.1.3.	Modelo del sistema de control del convertidor del lado de la maquina (MSC) ...	24
4.1.4.	Modelo del sistema de control del convertidor del lado de la red (GSC)	25
5.	IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DE AEROGENERADOR PMSG CONECTADO A RED QUE ALIMENTA A CARGA LOCAL.....	28
5.1.	DESCRIPCIÓN DE TAREAS	28
5.2.	LA MÁQUINA SÍNCRONA DE IMÁN PERMANENTE	29
5.2.1.	Modelo del PMSG en pu	29
5.2.2.	Modelo del PMSG en MatLab y Simulink.....	31
5.2.3.	Resultados y comprobación.....	31
5.2.4.	Modelo del parque	33
5.3.	MODELADO DE LA ELECTRONICA DE POTENCIA Y EL FILTRO	34
5.3.1.	Modelo del back to back.....	34
5.3.2.	Modelo del filtro a la salida del convertidor.....	35
5.3.3.	Modelado en Matlab y Simulink	35
5.3.4.	Resultados.....	36
5.3.4.1.	Intensidad y potencia del PMSG.....	36
5.3.4.2.	Intensidad y potencia de la red	37
5.3.4.3.	Intensidad y potencia de la red infinita	38
5.4.	LA CONEXIÓN CON LA RED	40
5.4.1.	Modelado desde la barra 1 hasta la conexión con la red	40

5.4.2.	Modelado del sistema en MatLab y Simulink	45
5.4.3.	Resultados.....	46
5.4.3.1.	Intensidad y potencia del PMSG	46
5.4.3.2.	Intensidad y potencia en el lado de la red	47
5.4.3.3.	Intensidad y potencia en el punto de conexión de la carga	48
5.4.3.4.	Intensidad y potencia en la barra infinita	50
6.	CONTROLES DEL AEROGENERADOR CONECTADO A RED QUE ALIMENTA CARGA LOCAL.....	54
6.1.	CONTROLADOR DEL LADO DE LA MÁQUINA	54
6.1.1.	Funcionamiento de los controladores proporcionales integrales (PI)	55
6.1.2.	Modelo del controlador del lado de la máquina.....	56
6.1.3.	Cálculo de los PI-s.....	58
6.1.4.	Resultados	61
6.2.	CONTROLADOR DEL LADO DE LA RED	63
6.2.1.	Control de Vdc	63
6.2.2.	Control de Vg	63
6.2.3.	Modelo del controlador del lado de la red.....	65
6.2.4.	Cálculo de los PI-s.....	68
6.2.5.	Resultados	69
6.2.5.1.	Simulación en una red robusta.....	70
6.2.5.2.	Simulación en una red débil.....	72
7.	CONCLUSIONES	74
8.	BIBLIOGRAFÍA	75
	ANEXOS.....	77
1.	ANEXO 1: PARÁMETROS UTILIZADOS EN LAS SIMULACIONES	77
2.	ANEXO 2: S-FUNCTION PARA LA SIMULACIÓN DE LA MÁQUINA	79
3.	ANEXO 3: S-FUNCTION PARA LA SIMULACIÓN DE LA MÁQUINA CON LA RED	85
4.	ANEXO 4: S-FUNCTION PARA LA SIMULACIÓN DE LA MÁQUINA CONECTADA A LA RED.....	92
5.	ANEXO 5: MATEMÁTICA SIMBÓLICA PARA OBTENER LAS ECUACIONES DIFERENCIALES DE LA RED	99

INDICE DE FIGURAS

Figura 2-1: Nuevas instalaciones eólicas terrestres y marinas en Europa en 2020 [3].	9
Figura 3-1: MPE conectados a un mismo sistema de potencia a través de nudos distintos de alta y media tensión[6].	11
Figura 3-2: Esquema simplificado de un aerogenerador de imán permanente conectado a red[11].	16
Figura 3-3: Configuración básica de los motores síncronos de imán permanente (Imanes superficiales)[12].	17
Figura 3-4: Configuración básica de los motores síncronos de imán permanente (Imanes interiores)[12].	17
Figura 4-1: Curva de C_p en función de λ y β [12].	21
Figura 4-2: Curvas de potencia de la turbina a diferentes velocidades[12].	21
Figura 4-3: Diagrama de control del convertidor del lado de la máquina[26].	24
Figura 4-4: Diagrama de control del convertidor del lado de la red[12].	26
Figura 5-1: Circuitos de estator y rotor de la máquina síncrona [27].	29
Figura 5-2: Modelo de Simulink para la simulación de la PMSG.	31
Figura 5-3: Valores de i_{sd} (amarillo) e i_{sq} (azul) para la simulación de la PMSG.	32
Figura 5-4: Valores de P_s (amarillo) y Q_s (azul) para la simulación de la PMSG.	32
Figura 5-5: Valores de P_s (amarillo) y Q_s (azul) para la simulación de las 5 PMSG.	33
Figura 5-6: Esquema del modelo del modelo de la electrónica de potencia y el filtro. [Fuente propia]	34
Figura 5-7: Modelo equivalente del convertidor back to back [Fuente propia]	34
Figura 5-8: Modelo de Simulink para la simulación de la PMSG y la red.	36
Figura 5-11: Valores de i_{gd} (amarillo) e i_{gq} (azul) para la simulación de la PMSG con la red.	37
Figura 5-9: Valores de i_{sd} (amarillo) e i_{sq} (azul) para la simulación de la PMSG	37
Figura 5-10: Valores de P_s (amarillo) y Q_s (azul) para la simulación de la PMSG	37
Figura 5-12: Valores de P_g (amarillo) y Q_g (azul) para la simulación de la PMSG con la red.	38
Figura 5-13: Valores de P_{inf} (amarillo) y Q_{inf} (azul) para la simulación de la PMSG con la red.	39
Figura 5-14: Modelo de la conexión con la red [Fuente propia]	40
Figura 5-15: Modelo de Simulink para la simulación de la PMSG conectada a la red	46
Figura 5-17: Valores de P_s (amarillo) y Q_s (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red.	47
Figura 5-16: Valores de i_{sd} (amarillo) e i_{sq} (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red.	47
Figura 5-18: Valores de i_{gd} (amarillo) e i_{gq} (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red.	47
Figura 5-19: Valores de P_g (amarillo) y Q_g (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red.	47
Figura 5-20: Valores de V_{ccd} (amarillo) e V_{ccq} (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red robusta.	48
Figura 5-21: Valores de P_{cc} (amarillo) y Q_{cc} (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red robusta.	49
Figura 5-22: Valores de V_{ccd} (amarillo) e V_{ccq} (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red débil.	49
Figura 5-23: Valores de P_{cc} (amarillo) y Q_{cc} (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red débil.	50

Figura 5-24: Valores de $V_{inf d}$ (amarillo) e $V_{inf q}$ (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red robusta.	51
Figura 5-25: Valores de P_{inf} (amarillo) y Q_{inf} (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red robusta.	51
Figura 5-26: Valores de $I_{inf d}$ (amarillo) y $I_{inf q}$ (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red robusta.	51
Figura 5-27: Valores de $V_{inf d}$ (amarillo) e $V_{inf q}$ (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red robusta.	52
Figura 5-28: Valores de P_{inf} (amarillo) y Q_{inf} (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red robusta.	52
Figura 5-29: Valores de $I_{inf d}$ (amarillo) y $I_{inf q}$ (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red robusta.	53
Figura 6-1: Esquema de bloques del controlador del lado de la máquina.....	54
Figura 6-2: Esquema de un controlador PID[28].	55
Figura 6-3: Esquema en Simulink del lazo de control de V_{sd} [Fuente propia].	56
Figura 6-4: Esquema en Simulink del lazo de control de V_{sq} [Fuente propia].	56
Figura 6-5: Modelo completo de la PMSG unida a la red con el control de las tensiones de la máquina	57
Figura 6-6: Esquema de control de V_{sd} y V_{sq}	57
Figura 6-7: Esquema de control de V_{sd}^*	58
Figura 6-8: Esquema de control de V_{sq}^*	58
Figura 6-9: Esquema de un control PI en lazo cerrado [Fuente propia].	59
Figura 6-10: Simulación del control de V_{sd} [Fuente propia].....	61
Figura 6-11: Simulación del control de V_{sq} [Fuente propia].....	62
Figura 6-12: Esquema del controlador de V_{DC} [Fuente propia].	63
Figura 6-13: Esquema de control de la tensión del lado de la red [Fuente propia].....	64
Figura 6-14: Lazos ideales para los controles de las tensiones de la red [Fuente propia].	64
Figura 6-15: Esquema en Simulink del control de V_{DC} [Fuente propia].	65
Figura 6-16: Esquema en Simulink del control del lado de la red.	66
Figura 6-17: Esquema de bloques para la ecuación (3.55).	66
Figura 6-18: Esquema de control de V_{dg} y V_{dq}	67
Figura 6-19: Esquema de control de V_{gd}^*	67
Figura 6-20: Esquema de control de V_{gq}^*	67
Figura 6-21: Simulación controlada de V_{dc}	69
Figura 6-22: Simulación de V_{gd} controlado.	70
Figura 6-23: Simulación de V_{gq} controlado.	71
Figura 6-24: Simulación del control de i_{gd} para los valores iniciales de R_{Th} y L_{Th}	71
Figura 6-25: Simulación del control de i_{gd} para los valores iniciales de R_{Th} y L_{Th}	72
Figura 6-28: Simulación de I_{gd} controlado cambiando R_{Th} y L_{Th}	73
Figura 6-26: Simulación de V_{gd} controlado cambiando R_{Th} y L_{Th}	72
Figura 6-27: Simulación de V_{gq} controlado cambiando R_{Th} y L_{Th}	72
Figura 6-29: Simulación de I_{gq} controlado cambiando R_{Th} y L_{Th}	73

1. INTRODUCCIÓN

Es bien sabido que, en la actualidad, la introducción de energías renovables en la red de transporte tiene un gran impulso. Esto es causado por el cambio climático y debe resolverse ajustando gradualmente la producción y el consumo de bienes y servicios.

Entre dichos servicios, se encuentra la electricidad, la cual se ha convertido en un producto muy presente en el día a día de las personas y, como todo producto, debe mantener los estándares de calidad para garantizar la seguridad y satisfacción de los usuarios.

Existe una necesidad urgente de transición a un modelo energético donde el dominio de las energías renovables aumentará la generación distribuida en la red. Pero, para ello, es necesario conocer cómo afecta a redes con distintas características. La debilidad o la fortaleza de un cierto punto de la red es un aspecto importante para la conexión de generación distribuida.

También se ha visto que la generación eólica es hoy en día la tecnología más viable. Al principio los parques eólicos tenían poca capacidad de generación y se conectaban a redes de distribución; ahora, en cambio, pueden generar por encima de 100MWs y se pueden conectar directamente a redes de transporte. Pero dichas redes deberán ser analizadas para asegurar su correcta integración.

Por ello, en el presente trabajo, se realizará un estudio sobre el impacto de la implantación de aerogeneradores de imán permanente en redes débiles, definiendo, para ello, las redes débiles, el impacto general de la generación eólica y los aerogeneradores de imán permanente.

2. CONTEXTO

La sostenibilidad del planeta, es un tema que ha ido cobrando gran importancia en los últimos años y ha provocado un gran impacto en la sociedad. Nos referimos como sostenibilidad a la capacidad de satisfacer una necesidad social actual sin perjudicar las condiciones de vida del futuro. Y, por lo tanto, el desarrollo sostenible sería la forma en la que se consigue la previamente mencionada sostenibilidad. Una de las formas de aprovechar el desarrollo sostenible sería con las energías renovables y en ellas se encuentra la eólica.

2020 fue el mejor año de la historia para la industria eólica mundial, con 93 GW de nueva capacidad instalada -un aumento interanual del 53%-, pero este crecimiento no es suficiente para garantizar que el mundo logre el cero neto en 2050. El mundo necesita instalar energía eólica tres veces más rápido durante la próxima década para mantenerse en la senda del cero neto y evitar los peores impactos del cambio climático [1].

Gracias a las innovaciones tecnológicas y a las economías de escala, el mercado mundial de la energía eólica casi ha cuadruplicado su tamaño en la última década y se ha consolidado como una de las fuentes de energía más competitivas en cuanto a costes y resistentes en todo el mundo. En 2020, el crecimiento récord fue impulsado por un aumento de las instalaciones en China y EE.UU., los dos mayores mercados de energía eólica del mundo, que juntos instalaron casi el 75% de las nuevas instalaciones en 2020 y representan más de la mitad de la capacidad eólica total del mundo [1].

En la actualidad, hay 743 GW de capacidad eólica en todo el mundo, lo que contribuye a evitar más de 1.100 millones de toneladas de CO₂ en todo el mundo, lo que equivale a las emisiones anuales de carbono de Sudamérica [2].

Para alcanzar los 8 000 TWh necesarios en 2030 según el escenario de emisiones netas cero para 2050, la generación debe aumentar una media del 18% anual durante 2021-2030. También es necesario aumentar las adiciones anuales de capacidad a 310 GW de energía eólica terrestre y 80 GW de energía eólica marina. Para lograr este nivel de crecimiento sostenido de la capacidad se necesitan esfuerzos mucho mayores, siendo las áreas de mejora más importantes la reducción de costes y las mejoras tecnológicas para la eólica marina, y la facilitación de los permisos para la eólica terrestre [2].

En lo referido a Europa, se instalaron 14,7 GW de nueva capacidad eólica en 2020 de los que la UE27 instaló 10,5 GW y de los que el 80% fueron en tierra. La eólica representó el 16% de la electricidad consumida en 2020 (en la UE27 + Reino Unido). Aún así, fue un 6% menos de energía instalada que en 2019 y un 19% menos de lo que se esperaba antes de la pandemia del COVID. Por lo tanto, Europa tiene ahora 220 GW de capacidad eólica [3].

Los Países Bajos fueron los que más capacidad eólica instalaron en 2020, la mayor parte de ella eólica marina. Noruega construyó la mayor parte de la energía eólica en tierra, y España y Francia no están muy lejos como se puede observar en la Figura 2-1. Las nuevas instalaciones de Alemania fueron las más bajas desde 2010 [3].

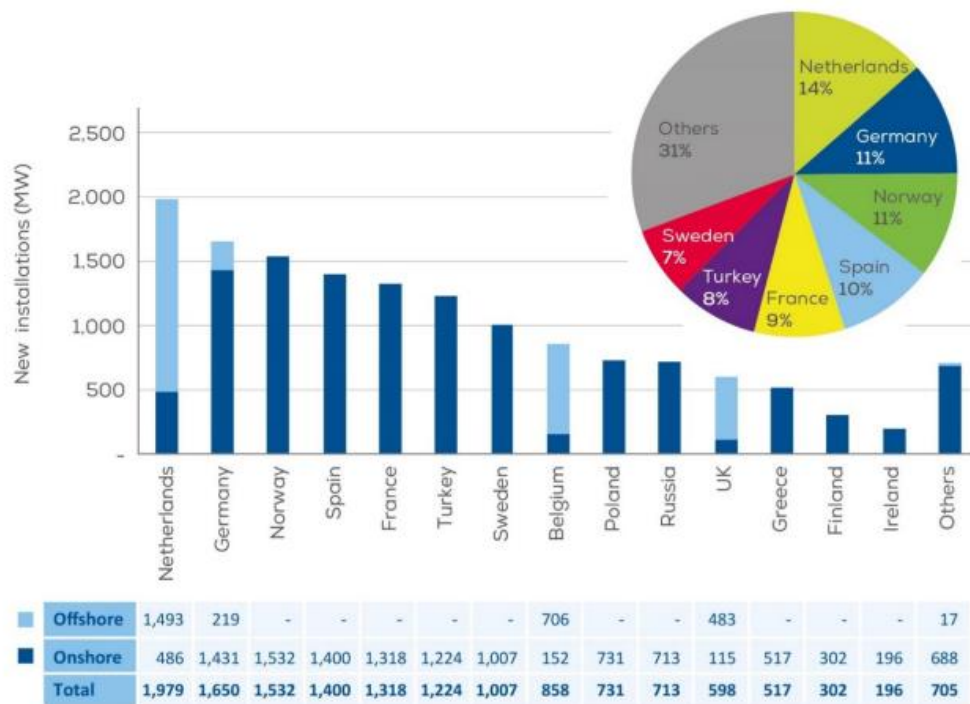


Figura 2-1: Nuevas instalaciones eólicas terrestres y marinas en Europa en 2020 [3].

La integración de la energía eólica en las redes nacionales plantea una serie de retos únicos. Los generadores eólicos son incapaces de suministrar el control de la tensión y la frecuencia y absorben cantidades significativas de potencia reactiva, especialmente cuando hay un fallo en el sistema. Estos efectos causados en la red son mayores, cuanto mayor es la potencia instalada, y, en especial, en las redes débiles. Las redes débiles sufren los mismos efectos que las redes robustas, pero, en su caso, los impactos son mucho más evidentes [5].

Por ejemplo, hay ciertos problemas como las variaciones de frecuencia que afectan más a las redes débiles que a las robustas. A su vez, las duraciones de las interrupciones también son mucho más significantes en redes débiles y sufren más debido a su estructura; la cual, también provoca tiempos de despeje mayores debido a su estructura radial [4].

Por lo tanto, las redes débiles con implementación de energía eólica deben priorizar el control de estas variaciones de frecuencia y tensión.

3. ESTADO DEL ARTE

En este apartado se resume la situación actual de varios aspectos relacionados con la integración de la generación eólica en redes débiles. En primer lugar, se definen las redes débiles y su caracterización. A continuación, se resume el efecto de la generación eólica en redes débiles y su modelado.

3.1. REDES DÉBILES

Realmente, no existe una definición precisa de una red débil; pero se puede evaluar dicho aspecto en un punto de la red por su potencia de cortocircuito, la impedancia de la red y la inercia mecánica. Las redes débiles tienen baja potencia de cortocircuito, altas impedancias de la red y no disponen de reservas giratorias que se utilicen en caso de haber contingencias.

Para conocer ésta característica de la red, primero, se resumen algunos conceptos para una mayor comprensión[6]:

- Módulo de parque eléctrico (MPE): *“una unidad o un conjunto de unidades que genera electricidad, que está conectado de forma no síncrona a la red o que está conectado mediante electrónica de potencia, y que además dispone de un solo punto de conexión a una red de transporte, una red de distribución, incluidas las redes de distribución cerradas, o un sistema HVDC”*[6].
- Punto de conexión (PC): el nudo en el cual el MPE se conecta a la red de transporte o distribución y donde se evalúa la capacidad de acceso a la red.
- Potencia de cortocircuito (S_{cc}): ésta es la potencia de cortocircuito en el PC y se expresa en MVA.
- SCR (Short circuit ratio): éste índice define el ratio entre el S_{cc} y la potencia nominal del MPE. Se calcula de la siguiente forma:

$$SCR = \frac{S_{cc}(MVA)}{P_{MPE}} \quad (3.1)$$

- MIIF (Multi Infeed Interaction Factor): mediante este factor se puede evaluar la cercanía eléctrica entre dos nudos. Se calcula con la siguiente fórmula:

$$MIIF_{i,j} = \frac{\Delta V_i}{\Delta V_j} \quad (3.2)$$

La debilidad de una red se define generalmente por el índice SCR. Una red se considera débil si $SCR < 5$ y muy débil si $SCR < 3$. Un valor bajo de SCR significa simplemente un valor mayor de reactancia. Cuanto mayor sea su valor, peor será la regulación de la tensión. Esto significa que, la tensión en bornes variará ampliamente con la variación de la carga. Para mantener constante la tensión en bornes, la corriente de campo debe variar ampliamente y, por lo tanto, la carga en el sistema de excitación aumentará[7].

Sin embargo, una red es considerada fuerte si $SCR > 5$. Un valor elevado de la relación de cortocircuito proporciona una mejor regulación de la tensión. Así, la tensión en bornes es

prácticamente constante durante la variación de la carga. También da lugar a un mejor límite de estabilidad debido al aumento del valor de la potencia de sincronización[7].

Aunque éste índice es muy utilizado, se han encontrado algunos fallos en su cálculo. Por ejemplo, al conectar un nuevo parque eólico, el índice SCR lo trata como una entidad independiente, cuando podría ser de un “cluster” cercano. Para evitar estos fallos se han desarrollado otros métodos alternativos basados en el Scc pero cuentan con el resto de MPEs de la zona. Dichos métodos son:

- Equivalent SCR (ESCR).
- Composite SCR (CSCR).
- Weighted SCR (WSCR).

Estos métodos también tratan de comprobar la fortaleza del punto de conexión evaluando el impacto mutuo de integridad entre el MPE que solicita acceso a la red y el resto de generadores cercanos[6].

3.1.1. Métodos de cálculo de SCR

En éste apartado se analizarán brevemente los diferentes métodos de cálculo:

- Equivalent short circuit ratio (ESCR)

Este método se utilice cuando el parque que solicita acceso de conexión no comparte el mismo punto de conexión que otros MPEs.

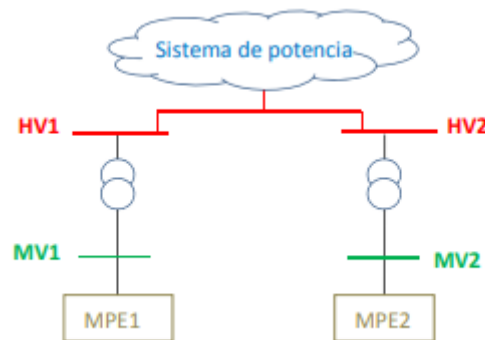


Figura 3-1: MPE conectados a un mismo sistema de potencia a través de nodos distintos de alta y media tensión[6].

Tal y como se ve en la siguiente fórmula, el ESCR se calcula teniendo en cuenta el MIIF con respecto a otros nudos [3]:

$$ESCR_i = \frac{Scc_i(MVA)}{P_{MPE_i} + \sum_j (MIIF_{i,j} * P_{MPE_j})} \quad (3.3)$$

- Composite Short Circuit Ratio (CSCR)

La CSCR considera la impedancia equivalente del sistema vista por varios recursos basados en inversores a partir de la creación de un bus de media tensión común y uniendo todos los recursos de interés a dicho bus. Así se calcula el MVA del cortocircuito compuesto en el bus (CSC_{MVA}):

$$CSCR = \frac{CSC_{MVA}}{MW_{ER}} \quad (3.4)$$

Siendo MW_{ER} la suma de la potencia nominal de todos los recursos basados en inversores considerados. Por lo tanto, éste método calcula un SCR global para varios recursos basado en inversores en vez de para cada recurso como en el SCR convencional [8].

- Weighted Short Circuit Ratio (WSCR)

El WSCR ayuda a definir los límites operativos para la plena transmisión de potencia de los recursos basados en inversores a través de las interfaces del sistema eléctrico, tal y como se ha aplicado recientemente en Texas. Se define como:

$$WSCR = \frac{\sum_i^N SCMVA_i * P_{RMW_i}}{(\sum_i^N P_{RMW_i})^2} \quad (3.5)$$

Donde $SCMVA_i$ es la capacidad de cortocircuito en el bus i sin la contribución de corriente de generación asíncrona, y P_{RMW_i} es la salida en MW de la generación asíncrona conectada en el bus i . Por último, N es el número de plantas eólicas que interactúan entre sí y i es el índice de la planta.

3.2.GENERACIÓN EÓLICA EN REDES DÉBILES

El uso rentable de la generación eólica requiere que los parques se ubiquen en zonas con buen recurso eólico. Estas zonas suelen estar normalmente cerca de una red relativamente débil que puede suponer una limitación técnica para la explotación de los recursos eólicos. Por lo tanto, se deben encontrar formas de superar las limitaciones técnicas. Estas limitaciones pueden estar asociadas a la limitada capacidad térmica de algunas partes de la red y al efecto que la energía eólica tiene sobre la calidad y la estabilidad de la tensión. De hecho, si la red débil es una pequeña red insular, el control de la frecuencia también podría ser una limitación.

Para estas limitaciones existe la norma IEC 61400-21, la cual recoge las bases para realizar una evaluación detallada del impacto de los aerogeneradores en la calidad de la tensión. El desarrollo de la norma IEC 61400-21 proporciona una base firme para la evaluación del impacto de las turbinas eólicas en la calidad de la tensión. Esto hace innecesarias las normas simplificadas que se utilizaban anteriormente y permite aumentar la utilización de la energía eólica en redes débiles[4].

Al principio, los parques eólicos tenían un menor tamaño y utilizaban generación de jaula de ardilla convencional. Sin embargo, debido a la naturaleza variable del viento, estos generadores solo funcionaban en un rango limitado de velocidades. Por otro lado, este tipo de generadores solían tener condensadores fijos como fuente de potencia reactiva. Cuando, se producía una avería del sistema eléctrico cerca del punto de acoplamiento en el que se conectaba el parque

eólico, el condensador fijo no era capaz de proporcionar una potencia reactiva que cambiaba dinámicamente y, como resultado, la baja tensión que se producía en el terminal suavizaba los generadores, lo que a menudo terminaba desconectándolos.

A medida que crecía el tamaño de los generadores eólicos y aumentaba la densidad de la energía eólica en las redes, se preveía la vulnerabilidad de éstas y surgía la necesidad de regular la integración de los parques eólicos en las redes. Los reguladores de las redes de transporte de energía, en diferentes países, establecen sus propios Códigos de Red que fijan los principios y procedimientos para una conexión eólica a sus sistemas de transmisión a gran escala. La integración en la red de los parques eólicos plantea problemas de estabilidad, control y calidad de la energía, ya que los aerogeneradores son de tipo asíncrono y sus características son diferentes de las de los generadores síncronos típicos [5].

Para ser integrados en una red eléctrica la cual está dominada por generadores convencionales de tipo síncrono, los parques eólicos deben cumplir los mismos requisitos de los códigos de red. Sin embargo, los generadores asíncronos, los de inducción, no prestan servicios auxiliares a la red, como el control de la tensión y la frecuencia, la generación de VAR y la capacidad de paso de baja tensión (LVRT).

Lo ideal es que los parques eólicos estén conectados a redes fuertes para que no afecten a la calidad de la energía de forma perjudicial. La situación se vuelve más estricta cuando el punto de conexión a la red de un parque eólico es débil en cuanto a su nivel de falta o la fuerza del cortocircuito.

Para una integración exitosa de parques eólicos a la red, se adoptan diferentes técnicas según unos requisitos específicos. Dichas técnicas, recurren normalmente a la compensación de potencia reactiva mediante el uso de FACTS[8][9].

En los siguientes apartados, se analizarán las principales faltas en la calidad de suministro en las redes débiles.

3.2.1. Impacto de la generación eólica en la calidad de suministro de las redes débiles

El aumento de la integración de energía renovable en redes de distribución, impacta directamente en la calidad de la energía, provocando, por ejemplo, caídas de tensión, parpadeos armónicos y resonancias. Podría también, causar problemas de estado estacionario de regulación de la tensión e influir en el comportamiento dinámico del sistema eléctrico. Dicho impacto, depende del nivel de penetración de generación distribuida y del tipo de generación utilizado.

La mayor parte de los estudios realizados para evaluar el impacto de la generación distribuida en redes débiles se han centrado en la energía eólica. Como se ha mencionado anteriormente, las áreas con mayores recursos eólicos, son normalmente, aquellas en las que la red es relativamente débil. También se han empezado a instalar grandes parques eólicos en regiones e islas deshabitadas y también en plataformas offshore donde las condiciones eólicas son muy buenas y el impacto visual es aceptable [9].

Los expertos, hablan de que la generación distribuida podría crecer un 20-30% más, pero esta situación traerá peores consecuencias para las redes débiles. Estas son los principales problemas que surgen al integrar generación eólica en una red débil.

3.2.1.1. Impacto en el control de frecuencia- potencia

El control de frecuencia-potencia se encarga de mantener un equilibrio entre generación y demanda. Para ello, en una situación de falta, este control se encarga de compensar los desequilibrios.

En el caso de la integración de generación eólica, habrá un impacto directo en el control. Este tipo de generación depende totalmente de las condiciones climatológicas; por lo tanto, esta interrumpida y variable generación se transforma en una variabilidad de producción siendo dicha producción, bastante difícil de predecir. Este comportamiento, afectará directamente al control de frecuencia-potencia.

Al mismo tiempo, la variabilidad de generación, dificultará el ajuste de demanda y generación por lo que el operador del sistema deberá prever las posibles fluctuaciones para cubrir la demanda al completo [10].

3.2.1.2. Impacto en el control de tensión reactiva

La conexión de GD en redes de distribución o en redes débiles genera cambios en la dirección y valor de los flujos de potencia, repercutiendo al perfil de tensión y generando variaciones en él. Este efecto dependerá de las características y ubicación de la planta de generación instalada.

La tensión se ve afectada en la conexión de un generador debido a la inyección de potencia activa y reactiva que el equipo realiza y por la relación entre la resistencia y reactancia del circuito R/X, que condiciona dicha inyección.

Las redes débiles suelen ser unidireccionales, y la GD conectada en estas redes al inyectar potencia activa genera aumentos de tensión en los puntos de conexión. Las redes tienen un carácter pasivo por lo que la actuación para mejorar esta situación es la absorción de potencia reactiva con la intención de mantener el nivel de tensión [10].

3.2.1.3. Problemas en la estabilidad y capacidad térmica

La transmisión de potencia en las redes débiles puede estar condicionada por los factores de la máxima capacidad térmica de los conductores y los límites de estabilidad de tensión, los cuales pueden estar restringidos en las redes débiles.

La inestabilidad de tensión o el colapso de tensión, generalmente suelen ocurrir en sistemas que no son capaces de cubrir la demanda de potencia reactiva, que están sobrecargadas o en situación de falta. De la misma forma, está demostrado que los problemas de estabilidad de tensión pueden darse antes de alcanzar los límites térmicos de la red.

En el caso de las plantas de generación eólica, la inestabilidad de tensión está mayormente relacionada con la topología de aerogenerador empleada pero también tiene efecto, aunque en menor medida, el perfil de carga del sistema. Esta inestabilidad de tensión se puede clasificar como inestabilidad de tensión de corto plazo dado que la salida de energía de los aerogeneradores varía en un rango de tiempo de unos pocos segundos [9].

3.2.1.4. Problemas de protección

La implementación de GD no puede interferir en las características de sensibilidad y selectividad de los equipos de medida y protección. Es decir, el sistema de protección debe tener en cuenta la rigidez de la red para evitar el no disparo de los equipos de protección, dado que en las redes débiles las corrientes de cortocircuito y los tiempos críticos de despeje son menores.

Junto a eso, también pueden darse falsos disparos si la GD está instalada en un feeder contribuye a la falta de otro feeder adyacente conectado a la misma subestación. De esta forma, la contribución del generador a la corriente de falta puede exceder el nivel de captación de protección de sobrecorriente conllevando de esta forma, el disparo de un feeder sano antes del despeje de la falta actual.

En cuanto a la protección de plantas eólicas, hace un tiempo, en caso de perturbaciones en la red, los aerogeneradores deben parar y desconectarse debido a que los aerogeneradores de velocidad fija no son capaces de mantener la situación estable. El disparo de los aerogeneradores provocaría grandes variaciones en el flujo de carga pudiendo llegar incluso a apagones en grandes plantas eólicas conectadas a redes débiles. Hoy en día, en cambio, las centrales eólicas son de mayor potencia y por razones de estabilidad, los códigos de red indican que los aerogeneradores deben soportar las perturbaciones como huecos de tensión sin desconectarse de la red. A este último concepto se le denomina como fault ride-through capability (FRT) [9].

3.3. AEROGENERADORES DE IMÁN PERMANENTE

El desarrollo mundial de la generación de energía a partir de fuentes renovables ha aumentado significativamente en los últimos años. El mayor desarrollo de las fuentes renovables es la energía eólica (WECS).

Para aerogeneradores conectados a la red eléctrica, existen dos tipos de diseños de generador:

- Asíncronos: funcionan a velocidad casi constante alrededor del 100% de la velocidad nominal (v_{nom}).
- Síncronos: normalmente, se conectan de forma indirecta a la red aunque también pueden conectarse de forma directa.

Las principales ventajas de los sistemas con turbinas de velocidad variable son: el aumento de la producción de energía eólica, la posibilidad de alcanzar la máxima eficiencia en la conversión de energía y la reducción del estrés mecánico. La mayoría de los principales fabricantes de aerogeneradores están desarrollando sistemas de turbinas eólicas basados en el funcionamiento a velocidad variable.

En los WECS, la energía mecánica de la turbina eólica se convierte en energía eléctrica con la ayuda de un generador eléctrico adecuado. En el futuro, los generadores síncronos de imanes permanentes (PMSG) predominarán en las turbinas eólicas de pequeña y gran potencia debido a la posibilidad de diseños multipolares que eliminan la necesidad de cajas de engranajes [11].

Un sistema típico de conversión de energía eólica consta de: turbina eólica; generador eléctrico convertidores de potencia; circuitos de control. La configuración actual del sistema de energía eólica se presenta en la Figura 3-2. La figura muestra el sistema en el que el generador PMSG de

accionamiento directo o con engranajes está conectado a la red de CA a través de un sistema de convertidor de potencia de plena capacidad. El sistema de convertidores incluye un convertidor del lado de la máquina (MSC) y un convertidor del lado de la red (GSC) conectados en una configuración de convertidor back to back [11].

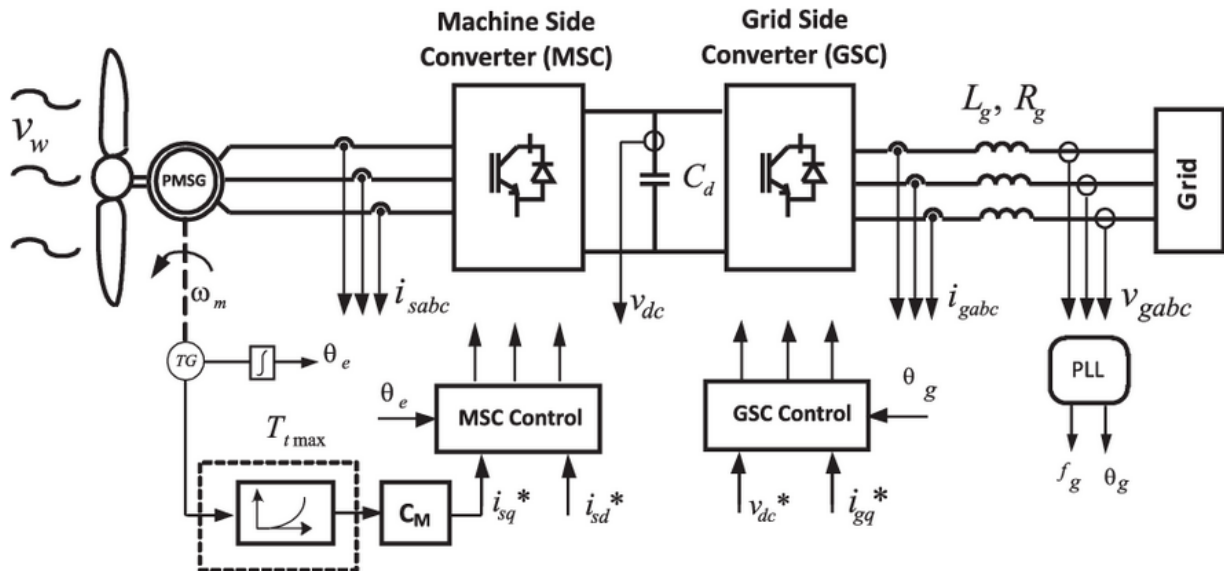


Figura 3-2: Esquema simplificado de un aerogenerador de imán permanente conectado a red[11].

Las máquinas síncronas de imán permanente son similares a las convencionales, pero en estas el rotor está formado por imanes permanentes. Al igual que las máquinas síncronas convencionales tienen un estator generalmente trifásico que produce el campo magnético rotatorio. Este campo hace girar a la máquina.

Hay dos configuraciones para estos motores en función de los imanes permanentes de rotor:

- Montaje superficial.
- Imanes interiores.

En la Figura 3-3 se muestra una máquina síncrona de imán permanente de 4 polos que están sujetos al rotor para lograr cohesión a las altas velocidades que se tienen durante la rotación. El espacio entre polos está relleno de material no ferromagnético y alta rigidez, la cual se consigue utilizando fibra de vidrio o zapatas polares atornilladas.

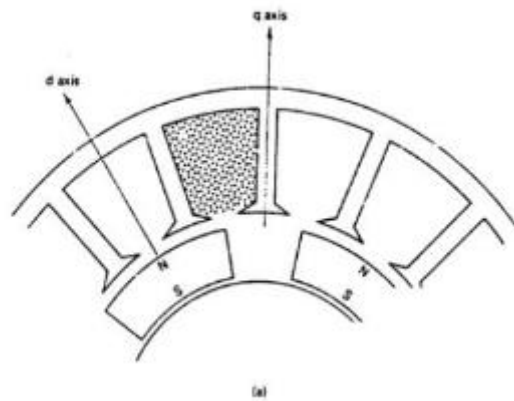


Figura 3-3: Configuración básica de los motores síncronos de imán permanente (Imanes superficiales)[12].

La permeabilidad relativa de los imanes, suelen estar en un rango de 1.02 y 1.2 siendo materiales de alta resistividad. Como los imanes se montan en la superficie del rotor, se considera una máquina de rotor liso y con un entrehierro alto. Por lo tanto, la inductancia síncrona es menor que la de una máquina convencional.

En la Figura 3-4 se muestra una máquina síncrona de imanes permanentes interiores; los imanes permanentes se localizan en el interior del rotor ferromagnético dando una mejor robustez mecánica. Esta configuración de motor es óptima para altas velocidades.

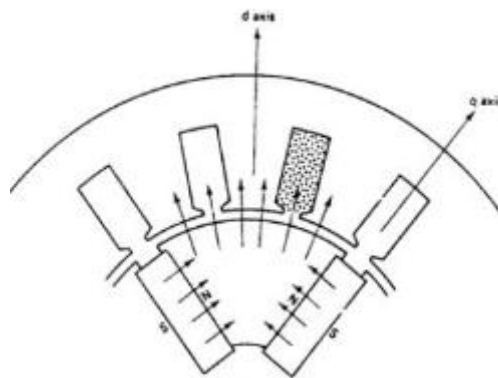


Figura 3-4: Configuración básica de los motores síncronos de imán permanente (Imanes interiores)[12].

Su comportamiento magnético se asemeja a una máquina de polos salientes por el hecho de que los espacios entre imanes están ocupados por el material ferromagnético del rotor. Por lo tanto, la inductancia en el eje directo (d) es menor que la del eje en cuadratura (q), diferencia de lo que ocurre en la máquina síncrona de polos salientes convencionales[12].

3.4.MODELOS DINÁMICOS

Existen numerosos artículos que tratan sobre el modelado y control de un aerogenerador de imán permanente. Dicho control puede realizarse de distintas formas, por el método de MPPT, por el control de la tensión en la línea de corriente continua (V_{DC}), o definiendo la potencia reactiva en cero. La siguiente tabla recoge algunos de los autores más conocidos, sus estudios y el método utilizado para el control de la PMSG tanto en el lado de la máquina (MSC) como en el de la red (GSC):

Tabla 1: Lista de autores y sus modelos utilizados para controlar la PMSG.

Autor	MSC	GSC
Mansour et al. [13]	Se establece en cero el valor de referencia de la corriente en eje directo y el valor de referencia para el eje de cuadratura se obtiene del MPPT. isd_ref=0 isq_ref se obtiene de MPPT	Se establece un valor de referencia para V_{DC} y la potencia reactiva de referencia es cero. Udc_ref Qr_ref=0
Wang [14]	Se establece en cero el valor de referencia de la corriente en eje directo y el valor de referencia para el eje de cuadratura se obtiene del MPPT. isd_ref=0 isq_ref se obtiene de MPPT	Se obtiene la id de referencia del V_{DC} y la iq de referencia se establece en cero. id_ref se obtiene de V_{DC} iq_ref=0
Kim [15] [15]	El valor de la potencia activa la establece cada velocidad del viento y la potencia reactiva de referencia es cero. Ps_ref se obtiene de $P_g(V_w)$ Qs_ref=0	Se obtiene la id de referencia del control de V_{DC} y la Q de referencia se establece en cero. Q se puede utilizar para el control del PCC. Pg_ref se obtiene de Vdc ctrl Qout=0
Nasiri [17]	Se establece en cero el valor de referencia de la corriente en eje directo y el valor de referencia para el eje de cuadratura se obtiene del MPPT o del VDC. isd_ref=0 isq_ref se obtiene de V_{DC}	Se obtiene la id de referencia del V_{DC} y la iq de referencia se establece en cero. iq_ref=0 id_ref para MPPT
Bouazza [18]	Se establece en cero el valor de referencia de la corriente en eje directo y el valor de referencia para el eje de cuadratura se obtiene del MPPT. isd_ref=0 isq_ref se obtiene de MPPT	Se obtiene la id de referencia del V_{DC} y la iq de referencia se establece en cero. Usa control resonante id_ref se obtiene de V_{DC} iq_ref=0

Gajewski, 2015, 2016 [11]	Se establece en cero el valor de referencia de la corriente en eje directo y el valor de referencia para el eje de cuadratura se obtiene del MPPT. isd_ref=0 isq_ref se obtiene de MPPT	Se obtiene la id de referencia del V_{DC} y la iq de referencia se obtiene de la potencia reactiva. id_ref se obtiene de V_{DC} iq_ref se obtiene de Q
Tobias [19]	Se establece en cero el valor de referencia de la corriente en eje de cuadratura y el valor de referencia para el eje directo se obtiene del MPPT. isq_ref=0 isd_ref se obtiene de MPPT	Se obtiene la id de referencia del V_{DC} y la iq de referencia se obtiene de la potencia reactiva. id_ref se obtiene de V_{DC} iq_ref se obtiene de Q
Zhao-xia [20]	Se establece en cero el valor de referencia de la corriente en eje directo y el valor de referencia para el eje de cuadratura se obtiene del MPPT. isd_ref=0 isq_ref se obtiene de MPPT	Se obtiene la id de referencia del V_{DC} y la iq de referencia se obtiene de la potencia reactiva. id_ref se obtiene de V_{DC} iq_ref se obtiene de Q
Errami [21]	Se establece en cero el valor de referencia de la corriente en eje directo y el valor de referencia para el eje de cuadratura se obtiene del MPPT. isd_ref=0 isq_ref se obtiene de MPPT	Se obtiene la id de referencia del V_{DC} y la iq de referencia se obtiene de la potencia reactiva. id_ref se obtiene de V_{DC} iq_ref se obtiene de Q
Phankong [22]		Se obtiene la id de referencia del V_{DC} y la iq de referencia se obtiene de la potencia reactiva. id_ref se obtiene de V_{DC} iq_ref se obtiene de Q

4. MODELADO DE AEROGENERADOR CONECTADO A RED

4.1. MODELO DE AEROGENERADOR PMSG

4.1.1. Modelo de la turbina

Un aerogenerador convierte la energía eólica en energía mecánica rotatoria. La potencia de salida de la turbina (P_t) y su par de salida (T_t), se calculan mediante las siguientes ecuaciones:

$$P_V = 0.5 * \rho_{Aire} * A_{Turbina} * v_w^3 \quad (4.1)$$

Sin embargo, es imposible sacar toda esta potencia debido a limitaciones técnicas; la fracción de energía extraída se denomina Coeficiente de eficiencia energética, CP, y tiene como límite teórico 16/27 (aproximadamente 0,593), también llamado límite de Betz.

Por consiguiente, la energía cinética que es posible convertir en potencia mecánica es:

$$P_{Mec} = P_V * C_p(\lambda, \beta) \quad (4.2)$$

Su par de salida (T_t), se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$T_t = 0.5 * \rho * A * C_p(\lambda, \beta) * v_w^2 / \lambda \quad (4.3)$$

Donde:

ρ	Densidad del aire
$A = \pi r^2$	El area recorrida por las palas del rotor
C_p	Coeficiente de potencia de la turbina
$\lambda = R\omega_m/v_w$	Relación de velocidad de punta
β	Ángulo pitch
v_w	Velocidad del viento
R	Radio de la pala de la turbina
ω_m	Velocidad andgular del rotor

El coeficiente de potencia (C_p) se muestra en la Figura 4-1, en función de la relación de velocidad de punta (λ) y el ángulo pitch (β). Como se puede observar, la turbina producirá su potencia máxima cuando trabaje en el valor máximo de C_p ; el cual, se llamará $C_{p_{max}}$. Para ello, es necesario mantener la velocidad del rotor en su valor óptimo (λ_{opt}). Si la velocidad del viento varía, la velocidad del rotor debe ser ajustada para seguir los cambios de velocidad del viento.

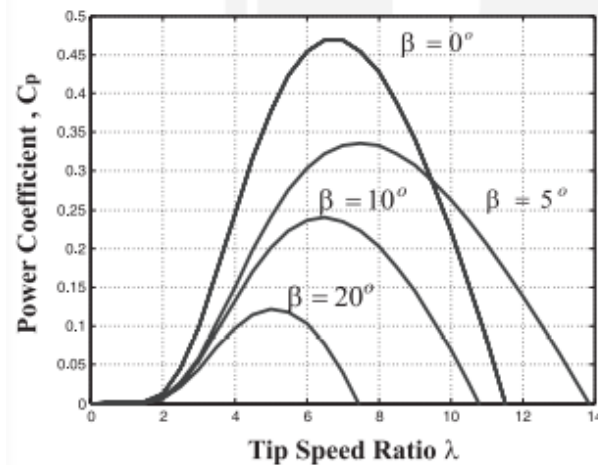


Figura 4-1: Curva de C_p en función de λ y β [12].

En la Figura 4-2 en cambio, se muestra la potencia generada en función de la velocidad del rotor para diferentes velocidades del viento. La curva de potencia óptima (P_{opt}) muestra cómo se consigue la energía máxima de las variaciones del viento. La función del sistema de control del punto de máxima potencia (MPPT) es mantener el funcionamiento de la turbina en esta curva, ya que la velocidad del viento varía[12].

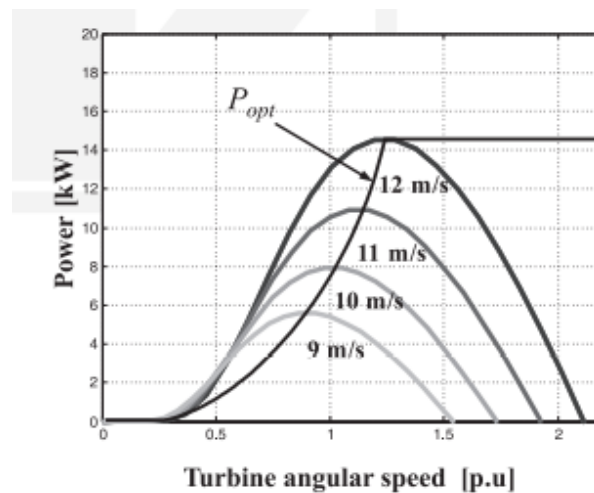


Figura 4-2: Curvas de potencia de la turbina a diferentes velocidades[12].

4.1.2. Modelo de la máquina PMSG

En el modelo del aerogenerador de imán permanente, se asumirá la simetría eléctrica y magnética, el flujo magnético es sinusoidal distribuido a lo largo del entrehierro, no hay saturación y no hay bobinado de amortiguación.

4.1.2.1. Ecuaciones eléctricas

Las ecuaciones de voltaje de una máquina síncrona clásica en su forma matricial son las siguientes[25]:

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = -R \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} - \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

Los voltajes trifásicos abc, se refieren al eje de coordenadas dq con la Transformada de Park:

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = -[T_{dqD}(\theta_q)] * \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

Donde:

$$[T_{dqD}(\theta_q)] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta_q & \cos \left(\theta_q - \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \left(\theta_q + \frac{2\pi}{3} \right) \\ -\sin \theta_q & -\sin \left(\theta_q - \frac{2\pi}{3} \right) & -\sin \left(\theta_q + \frac{2\pi}{3} \right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Y su matriz inversa será:

$$[T_{dqD}(\theta_q)]^{-1} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta_q & -\sin \theta_q & 1 \\ \cos \left(\theta_q - \frac{2\pi}{3} \right) & -\sin \left(\theta_q - \frac{2\pi}{3} \right) & 1 \\ \cos \left(\theta_q + \frac{2\pi}{3} \right) & -\sin \left(\theta_q - \frac{2\pi}{3} \right) & 1 \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

Por lo tanto, las ecuaciones de tensión del estator tienen la siguiente forma[12]:

$$v_{sd} = R_s i_{sd} + L_d * p i_{sd} - \omega_e L_q i_{sq} \quad (4.8)$$

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + L_q * p i_{sq} + \omega_e L_d i_{sd} + \omega_e \psi_{PM} \quad (4.9)$$

$$v_{s0} = R_s i_{s0} + L_q * p i_{s0} \quad (4.10)$$

Donde: $\omega_e = n_p * \omega_m ; p = d/dt \quad (4.11)$

u_{sd}, u_{sq}	Voltaje del estator en los ejes d-q
i_{sd}, i_{sq}	Corriente del estator en los ejes d-q
L_d, L_q	Inductancias del estator en los ejes d-q
Ψ_{PM}	flujo del rotor establecido por imanes permanentes
R_s	Resistencia en el devanado del estator
ω_e, ω_m	Velocidad angular eléctrica y mecánica del generador de imán permanente
n_p	Numero de polos del generador de imán permanente

Despejando i_d e i_q respectivamente, se consigue:

$$i_{sd} \frac{d}{dt} = \frac{v_{sd} - R_s i_{sd} + \omega_e L_q i_{sq}}{L_d} \quad (4.12)$$

$$i_{sq} \frac{d}{dt} = \frac{v_{sq} - R_s i_{sq} - \omega_e L_d i_{sd} - \omega_e \psi_{PM}}{L_q} \quad (4.13)$$

$$i_{s0} \frac{d}{dt} = \frac{v_{s0} - R_s i_{s0}}{L_q} \quad (4.14)$$

4.1.2.2. Ecuaciones mecánicas

La expresión para el par electromagnético del PMSG será:

$$T_e = \frac{3}{2} * n_p * [\psi_{PM} i_{sq} + (L_d - L_q) i_{sd} i_{sq}] \quad (4.15)$$

Para una máquina de polos variables las inductancias L_d y L_q son iguales por lo que la función del par electromagnético quedaría así:

$$T_e = \frac{3}{2} * n_p * \psi_{PM} i_{sq} \quad (4.16)$$

La ecuación mecánica de moción será:

$$T_t - T_e = J * p \omega_m \quad (4.17)$$

Donde, T_t y J serán: el par de salida del aerogenerador y la inercia total equivalente, respectivamente[12].

Despejando la velocidad angular obtenemos:

$$\omega_m \frac{d}{dt} = \frac{T_t - T_e}{J} \quad (4.18)$$

Por último, las ecuaciones de potencia activa y reactiva producidas por la máquina son :

$$P = v_{sd} i_{sd} + v_{sq} i_{sq} \quad (4.19)$$

$$Q = v_{sd} i_{sq} - v_{sq} i_{sd} \quad (4.20)$$

4.1.3. Modelo del sistema de control del convertidor del lado de la maquina (MSC)

El convertidor del lado de la máquina regula la potencia activa y la velocidad del generador PMSG. El esquema de bloques del sistema de control del MSC (machine side converter) se presenta en la Figura 4-3. Diagrama de control del convertidor del lado de la máquina[26].

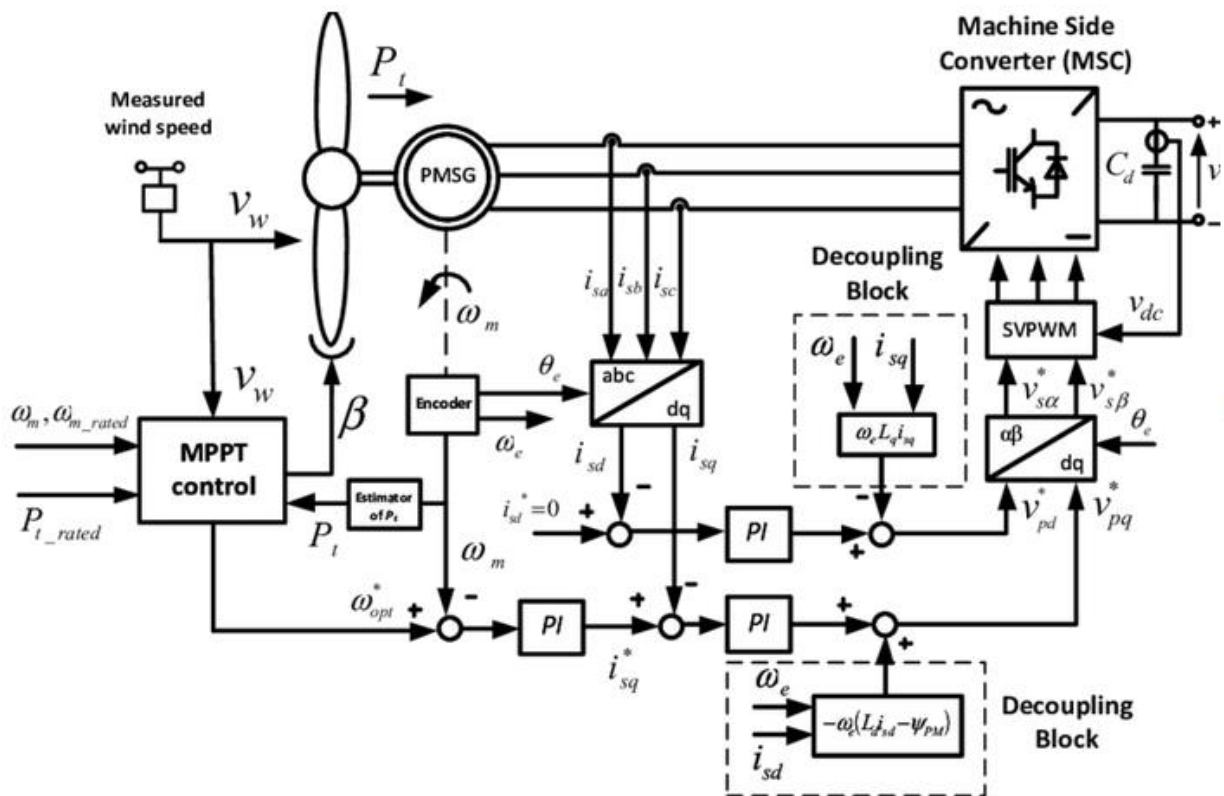


Figura 4-3: Diagrama de control del convertidor del lado de la máquina[26].

En el sistema de control se ha aplicado el principio de punto de operación de máxima potencia (MPPT). Dicho punto, se obtiene con un control óptimo del par máximo generado por la turbina T_{tmax} ; como se puede ver en la siguiente ecuación:

$$T_{tmax} = 0.5\rho ACp_{max}\left(\frac{R}{\lambda_{opt}}\right)^3 \omega_m^2 = K_M * \omega_m^2 \quad (4.21)$$

Donde, K_M es una constante determinada por la característica de la turbina.

Para lograr la potencia máxima del PMSG, las componentes de referencia de la corriente del estator (i_{sq}^*), se pueden calcular de la siguiente manera:

$$i_{sq}^* = C_M T_{tmax} \quad (4.22)$$

C_M : coeficiente para convertir el valor del par en la corriente de referencia

$$C_M = \frac{2}{3n_p \psi_{PM}} \quad (4.23)$$

El sistema de control del MSC, se basa en una orientación del campo de flujo del rotor. La posición del vector del flujo del rotor θ_e se puede conseguir del encoder o de la conversión de la señal del sensor de velocidad. La referencia de corriente del eje d del estator (i_{sd}^*) se pone siempre a cero para conseguir el par máximo con la corriente de estator mínima y así obtener una relación lineal entre la corriente de estator y el par electromagnético del generador.

En cambio, la corriente de referencia del eje q (i_{sq}^*) se consigue mediante el funcionamiento del bloque MPPT sobre la base de la velocidad mecánica de la turbina (ω_m) medida. Las corrientes de fase del estator medidas, se transforman en corrientes de ejes dq (i_{sd} e i_{sq}), definidas en el marco síncrono del flujo del rotor. Entonces, i_{sd} e i_{sq} se comparan con las corrientes de referencia del estator previamente mencionadas y las señales de error se envían a dos controladores PI[12].

4.1.4. Modelo del sistema de control del convertidor del lado de la red (GSC)

El GSC o Grid Side Converter, inyecta la energía generada a la red de CA, mantiene estable la tensión del enlace de CC y ajusta la cantidad de las potencias activas y reactivas entregadas a la red de CA durante las variaciones del viento. Aunque hay varias formas de para controlar el GSC, en este caso se utiliza el control orientado al voltaje de la red (VOC).

El principio de este tipo de control se basa en las ecuaciones de estado de los circuitos del GSC. Dichas ecuaciones definidas en los ejes dq son las siguientes:

$$v_{gd} = R_g i_{gd} + L_g p i_{gd} - \omega_g L_g i_{gq} + v_{gcd} \quad (4.24)$$

$$v_{gq} = R_g i_{gq} + L_g p i_{gq} - \omega_g L_g i_{gd} + v_{gcq} \quad (4.25)$$

Donde:

v_{gd}, v_{gq}	Componentes d-q del vector de voltaje de la red
i_{gd}, i_{gq}	Componentes d-q del vector de corriente de la red
v_{gcd}, v_{gcq}	Componentes d-q del vector de voltaje del GSC
L_g, R_g	Inductancia y resistencia del filtro de la red
ω_g	Frecuencia angular del voltaje de red

El GSC controla la potencia activa y reactiva de la red de corriente alterna. Las ecuaciones generales que describen estas potencias son las siguientes:

$$P = \frac{3}{2}(v_{gd}i_{gd} + v_{gq}i_{gq}) \quad (4.26)$$

$$Q = \frac{3}{2}(v_{gd}i_{gq} - v_{gq}i_{gd}) \quad (4.27)$$

El control VOC del GSC se basa en la orientación del vector de voltaje de la red, para que el eje d del marco síncrono de referencia se alinee con el vector de voltaje de la red. El vector de voltaje de la red solo tiene componente en el eje d (v_{gd}) mientras que el del eje q (v_{gq}) es cero.

El bucle de bloqueo de fase (PLL) estima el ángulo θ_g del vector de voltaje de la red, para la transformación de coordenadas. En el sistema orientado con el vector de tensión de la red, la potencia activa y reactiva serán proporcionales a i_{gd} e i_{gq} respectivamente:

$$P = \frac{3}{2}(v_{gq}i_{gd}) \quad (4.28)$$

$$Q = -\frac{3}{2}(v_{gd}i_{gq}) \quad (4.29)$$

Por lo tanto, la potencia activa P puede ser controlada por el componente d de la corriente del convertidor i_{gd} , mientras que la potencia reactiva Q puede ser controlada por el componente q de la corriente del convertidor, i_{gq} .

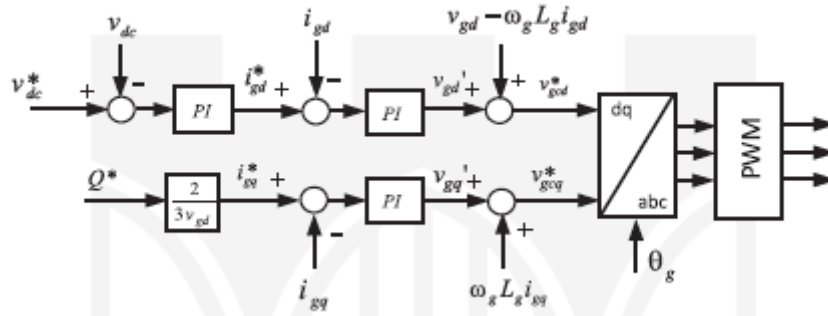


Figura 4-4: Diagrama de control del convertidor del lado de la red[12].

Arriba se muestra el esquema de bloques del VOC. Se pueden ver tres bucles de control de retroalimentación; dos bucles de corriente internos para el control de las corrientes de red del eje dq, y un bucle de retroalimentación de tensión exterior para el control de la tensión continua del GSC.

Las entradas del sistema son: v_{dc}^* , el cual es el voltaje de referencia de corriente directa, Q^* la cual es la referencia de potencia reactiva y puede ajustarse a cero para un funcionamiento de potencia unitaria, un valor negativo para el funcionamiento del factor de potencia principal, o un valor positivo para el funcionamiento del factor de potencia de retardo.

El controlador PI para el control de voltaje DC, genera la corriente de referencia del eje d y representa la potencia activa del sistema. La corriente de referencia del eje q se calcula en base al valor establecido para la potencia reactiva Q^* .

Las corrientes de fase medidas de la red se transforman en corrientes del eje dq (i_{gd} e i_{gq}) definidas en el marco síncrono orientado al vector de tensión de la red. Las corrientes de red del eje dq se comparan con las corrientes de red de referencia (i_{gd}^* e i_{gq}^*). Las señales de error se envían a dos controladores PI. Las variables de estado del sistema GSC están acopladas entre sí. Para resolver estos problemas, las señales de desacoplamiento se añaden a las señales de salida del PI. Las señales resultantes, son las tensiones de referencia del eje dq (v_{gcd}^* y v_{gcq}^*) para los circuitos de CA de salida del GSC. Estas dos tensiones de referencia se transforman en tensiones de referencia trifásicas del GSC y se envían al bloque de generación de PWM para el GSC[12].

5. IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DE AEROGENERADOR PMSG CONECTADO A RED QUE ALIMENTA A CARGA LOCAL

5.1.DESCRIPCIÓN DE TAREAS

La próxima sección se divide en el modelado de la máquina y su control.

Primero, tras definir los parámetros a utilizar en el modelo, los cuales aparecen en el ANEXO 1 se modela la máquina en una S-function y se simula su correcto funcionamiento mediante un modelo generado en Simulink. Siguiendo el mismo proceso, se generará el modelo de la línea y la red para después simularlo en otro modelo de Simulink. Para terminar con el modelado de la máquina, se generará una S-function donde se unen la máquina y la red y se simula mediante Simulink.

5.2. LA MÁQUINA SÍNCRONA DE IMÁN PERMANENTE

En esta sección se presentarán las ecuaciones de la máquina síncrona de imán permanente (PMSG), seguidas de su implementación en MatLab y Simulink y finalmente se obtendrán los resultados.

5.2.1. Modelo del PMSG en pu

Las ecuaciones de la PMSG empleadas se expresan en los ejes de referencia d-q que giran a velocidad síncrona considerando que la corriente saliente de la misma es positiva [27].

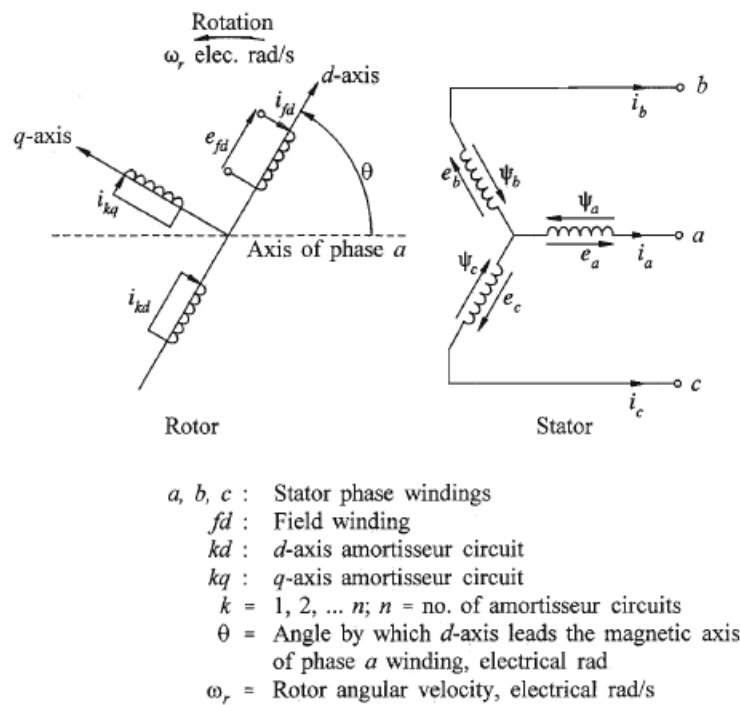


Figura 5-1: Circuitos de estator y rotor de la máquina síncrona [27].

Las ecuaciones definidas para el generador síncrono de imán permanente (PMSG) son las siguientes:

$$R_s i_{ds} - \frac{d\psi_{ds}}{dt} - \omega_e \psi_{qs} + v_{ds} = 0 \quad (5.1)$$

$$R_s i_{qs} - \frac{d\psi_{qs}}{dt} + \omega_e \psi_{ds} + v_{qs} = 0 \quad (5.2)$$

donde, R_s es la resistencia del estator, ω_e es la velocidad angular eléctrica del estator, Ψ_{ds} y Ψ_{qs} son los flujos de secuencia directa y de cuadratura del estator y v_{ds} , v_{qs} , i_{ds} , i_{qs} son las componentes de eje directo y de cuadratura de la tensión y corrientes de estator.

Los flujos de estator de secuencia directa y de cuadratura se expresan como:

$$\psi_{ds} = -L_{ds} i_{ds} + \psi_{PM} \quad (5.3)$$

$$\psi_{qs} = -L_{qs}i_{qs} \quad (5.4)$$

Donde L_{ds} y L_{qs} son las inductancias directa y de cuadratura del estator y Ψ_{pm} es el flujo inducido por el imán permanente en el estator.

Habiendo obtenido el valor de las corrientes, se pueden calcular el par electromagnético y potencias activa y reactiva de la siguiente manera:

$$T_e = \frac{3}{2} * P * [\psi_{ds}i_{qs} - \psi_{qs}i_{ds}] = \frac{3}{2} * P * [\psi_{PM}i_{qs} + (L_{ds} - L_{qs})i_{ds}i_{qs}] \quad (5.5)$$

$$P = \frac{3}{2} * (v_{ds}i_{ds} + v_{qs}i_{qs}) = \frac{3}{2} Re\{\vec{v}_s \vec{i}_s\} \quad (5.6)$$

$$Q = \frac{3}{2} * (v_{qs}i_{ds} - v_{ds}i_{qs}) = \frac{3}{2} Im\{\vec{v}_s \vec{i}_s\} \quad (5.7)$$

Para expresar las ecuaciones en el sistema por unidad, se han tomado las siguientes bases:

V_{sb} = Valor eficaz de la tensión entre fase y neutro de estator, V

I_{sb} = Valor eficaz de la corriente de línea, A

f_b = frecuencia nominal, Hz

$$\omega_b = 2\pi f_b$$

$$Z_b = \frac{V_{sb}}{I_{sb}}, \Omega, L_b = \frac{Z_b}{\omega_b}, \Omega$$

$$S_{3b} = 3 \cdot V_{sb} \cdot I_{sb}$$

$$T_b = \frac{S_{3b}}{\omega_{mb}}$$

Por lo que las ecuaciones en el sistema pu , son las siguientes:

$$R_s i_{ds} + \frac{L_{ds}}{\omega_b} * \frac{di_{ds}}{dt} - \omega_e L_{qs} i_{qs} + v_{ds} = 0 \quad (5.8)$$

$$R_s i_{qs} + \frac{L_{qs}}{\omega_b} * \frac{di_{qs}}{dt} - \omega_e L_{ds} i_{ds} + \omega_e \psi_{PM} + v_{qs} = 0 \quad (5.9)$$

donde, R_s es la resistencia del estator, L_{ds} y L_{qs} son las inductancias directa y de cuadratura del estator, Ψ_{pm} es el flujo inducido por el imán permanente en el estator y v_{ds} , v_{qs} , i_{ds} , i_{qs} son las componentes de eje directo y de cuadratura de la tensión y corrientes de estator.

Las expresiones del par electromagnético y potencias activa y reactiva en sistema pu son:

$$T_e = \frac{1}{2} * P * [\psi_{PM}i_{qs} + (L_{ds} - L_{qs})i_{ds}i_{qs}] \quad (5.10)$$

$$P = \frac{1}{2} * (v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs}) \quad (5.11)$$

$$Q = \frac{1}{2} * (v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs}) \quad (5.12)$$

Estos valores se obtendrán en el siguiente modelo de MatLab.

5.2.2. Modelo del PMSG en MatLab y Simulink

En el ANEXO 2 se encuentra la S-function utilizada para el modelado de a máquina.

Para ello, se ha generado un esquema de bloques en Simulink que simula la máquina programada. Utilizando unos valores fijos de las tensiones de a máquina, la red y la barra infinita junto con un valor del viento constante, se obtienen los valores deseados.

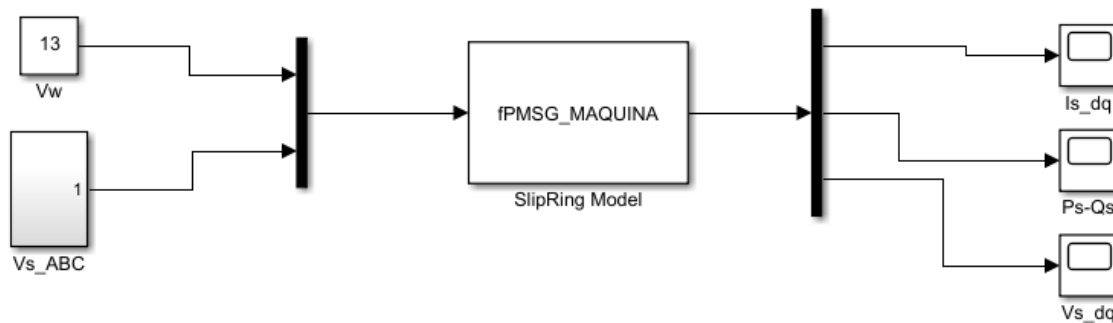


Figura 5-2: Modelo de Simulink para la simulación de la PMSG.

En la imagen anterior puede verse el esquema generado en Simulink. Empezando por la izquierda de la Figura 5-2, encontramos cuatro entradas al bloque “fPMSG_MAQUINA”. El segundo bloque es una constante que representa la velocidad del viento de 13m/s. Por otro lado se encuentra el bloque “Vs_ABC”, que consta de tres fuentes de tensión senoidales de 690V y desfasadas 120° entre ellas.

En el centro del esquema, el bloque “fPMSG_MAQUINA” lee la S-function del ANEXO 2 y tras realizar los cálculos muestra los valores de salida utilizando los tres bloques de la derecha: el valor introducido de “Vs_dq” y los generados de “Is_dq” y “Ps-Qs”.

5.2.3. Resultados y comprobación

En éste apartado, se analizará el arranque del aerogenerador para un viento de 13m/s. Para ello, se tendrán en cuenta 4 parámetros: la intensidad de la máquina e los ejes d y q (Is_dq) (Figura 5-3), la potencia activa (Ps) y la potencia reactiva (Qs) (Figura 5-4).

Estos son los gráficos obtenidos para las corrientes de la máquina:



Figura 5-3: Valores de i_{ds} (amarillo) e i_{sq} (azul) para la simulación de la PMSG.

Como se puede observar, al inicio de la simulación se ven ciertas perturbaciones que van disminuyendo y regulando el valor de las corrientes hasta llegar a los siguientes valores:

$$I_{ds} = 1.027 \quad \text{y} \quad I_{qs} = 1.943$$

Estos valores se han obtenido de las ecuaciones (5.1) y (5.2) mostradas anteriormente.

Por otro lado, también se han obtenido los valores de las potencias activa (P_s) y reactiva (Q_s).

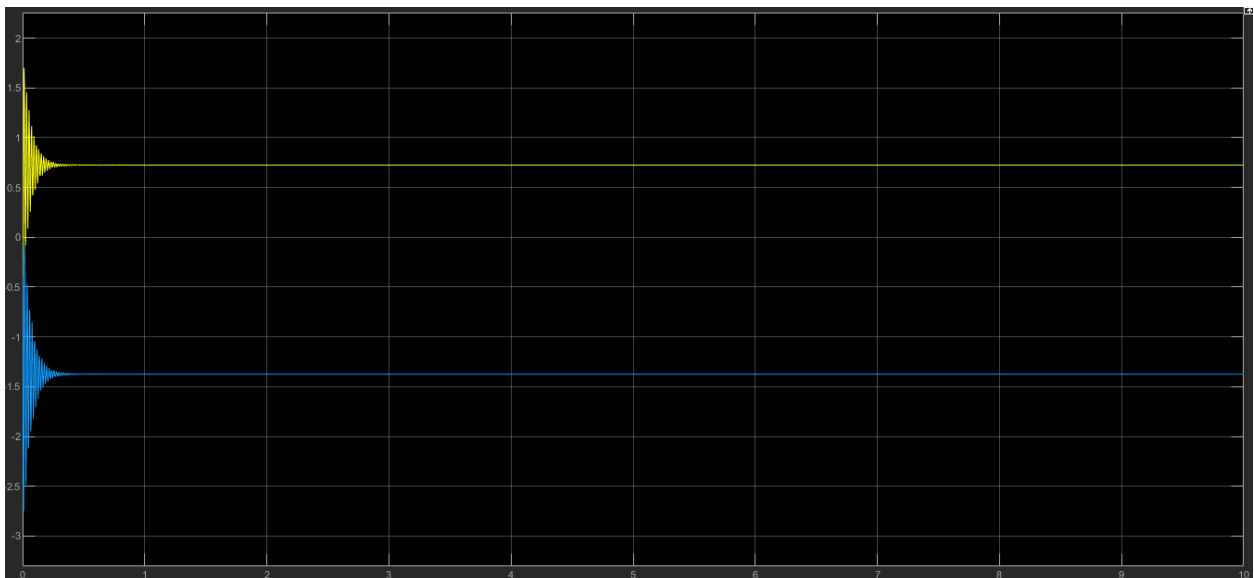


Figura 5-4: Valores de P_s (amarillo) y Q_s (azul) para la simulación de la PMSG.

En este gráfico, se pueden observar también las perturbaciones iniciales, ya que P_s y Q_s dependen de las corrientes de la máquina. Sus valores concretos son los siguientes:

$$P_s = 0.7283 \quad \text{y} \quad Q_s = -1.370$$

Sustituyendo los valores obtenidos en las ecuaciones, los valores conseguidos son:

$$P_{spu} = \frac{1}{2} * (1.414 * 1.027 + 0 * 1.943) = 0.726$$

$$Q_{spu} = \frac{1}{2} * (0 * 1.027 - 1.414 * 1.943) = -1.373$$

Los valores se acercan mucho a los obtenidos en la simulación por lo que se comprueba su correcto funcionamiento.

5.2.4. Modelo del parque

Se supondrá que el parque consta de 5 aerogeneradores como el descrito. Para ello, se multiplicarán por cinco la potencia activa y reactiva de la máquina y se mantendrá durante todo el proceso. De este modo, se simulará una potencia equivalente a cinco aerogeneradores al conectar el sistema a la red más adelante.

Por lo tanto, el valor de las potencias de las máquinas será:

$$P_{pu} = \frac{5}{2} * (1.414 * 1.027 + 0 * 1.943) = 3.63$$

$$Q_{pu} = \frac{5}{2} * (0 * 1.027 - 1.414 * 1.943) = -6.868$$

La siguiente figura, confirma dichos valores:

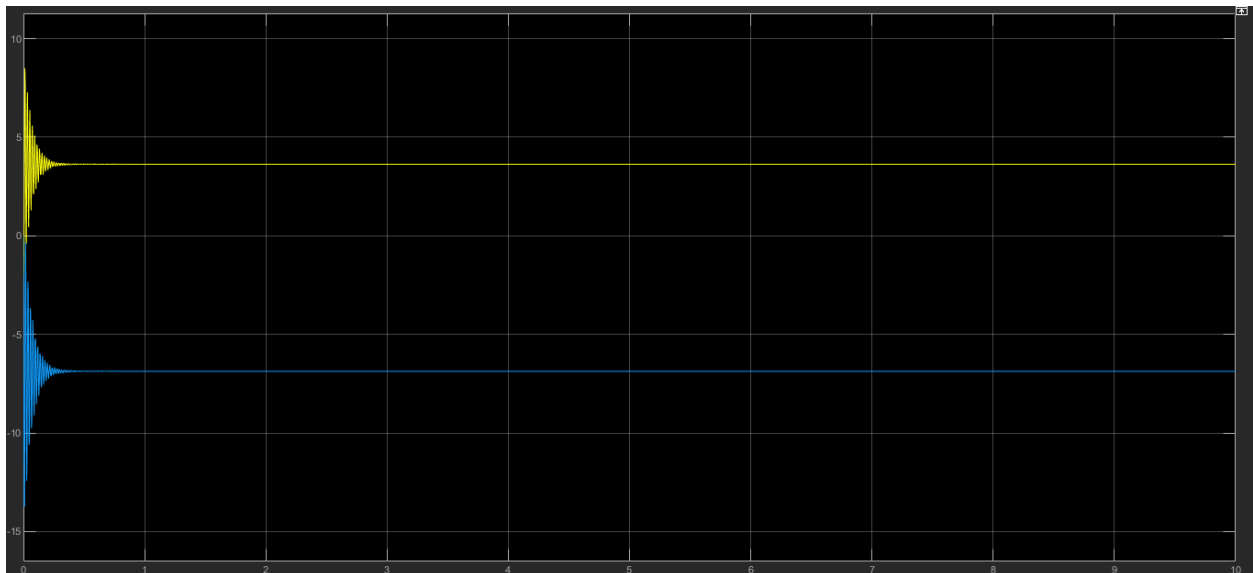


Figura 5-5: Valores de P_s (amarillo) y Q_s (azul) para la simulación de las 5 PMSG.

$$P_s = 3.631 \quad \text{y} \quad Q_s = -6.87$$

5.3. MODELADO DE LA ELECTRONICA DE POTENCIA Y EL FILTRO

Dada la naturaleza síncrona de las máquinas de imán permanente, éstas se conectan a la red por medio de un dispositivo de electrónica de potencia seguida de un filtro para atenuar los armónicos producidos por el mismo.

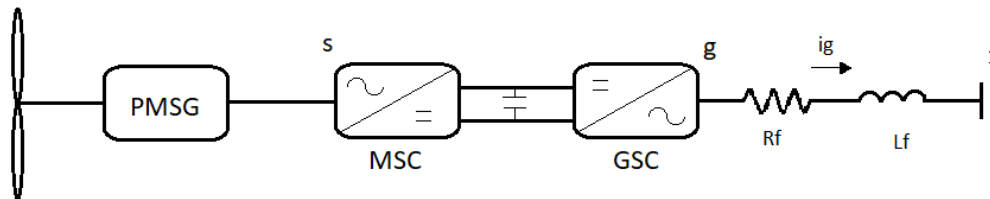


Figura 5-6: Esquema del modelo de la electrónica de potencia y el filtro. [Fuente propia]

En la Figura 5-6 se observa la configuración típica de la electrónica de potencia en la que el convertidor del lado de la máquina (MSC) es un rectificador y el correspondiente al lado de la red (GSC) es un inversor. El condensador entre los dos convertidores permite que los dos convertidores se puedan controlar separadamente amplitud, fase y frecuencia de uno y otro dentro de un rango de potencia. El filtro consiste en una resistencia y una inductancia.

En esta sección se modelarán el convertidor back to back que une la máquina y la red en la Figura 5-6, y el filtro a la salida de dicho convertidor. Se analizarán los resultados obtenidos de dichos modelos unidos a la máquina simulada en la sección anterior antes de simular la red.

5.3.1. Modelo del back to back

La Figura 5-7 muestra el circuito equivalente del convertidor empleado. En este trabajo se ha supuesto que tanto el rectificador como el inversor son ideales, por lo que se representan por medio de fuentes de corriente:

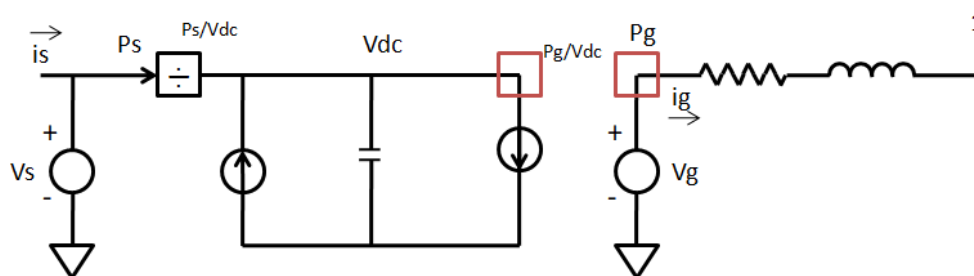


Figura 5-7: Modelo equivalente del convertidor back to back [Fuente propia]

El condensador del enlace de corriente continua (C_{DC}) es un dispositivo de almacenamiento de energía. Sin tener en cuenta las pérdidas, la derivada temporal de la energía ($\frac{dV_{DC}}{dt}$) en este condensador depende de la diferencia entre la potencia entregada al filtro de red, P_g , y la potencia proporcionada por el circuito del estator del PMSG, P_s , que puede expresarse como:

$$\frac{P_s}{V_{DC}} - \frac{P_g}{V_{DC}} = C_{DC} * \frac{dV_{DC}}{dt} \tag{5.13}$$

En el sistema *por unidad* también se puede representar por la ecuación [15]:

$$P_C = V_{DC} * I_{DC} = V_{DC} * \frac{C}{\omega_b} * \frac{dV_{DC}}{dt} = P_s - P_g = \frac{1}{2} * \frac{C}{\omega_b} * \frac{dV_{DC}^2}{dt} \quad (5.14)$$

5.3.2. Modelo del filtro a la salida del convertidor

Como se puede observar en la Figura 5-7, existe un filtro RL a la salida del convertidor B2B. Sus ecuaciones en sistema *por unidad* son las siguientes:

$$v_{gd} = R_f i_{gd} + \frac{L_f}{\omega_b} * \frac{di_{gd}}{dt} - \omega_s L_f i_{qg} + v_{1d} \quad (5.15)$$

$$v_{gq} = R_f i_{gq} + \frac{L_f}{\omega_b} * \frac{di_{gq}}{dt} - \omega_s L_f i_{qd} + v_{1q} \quad (5.16)$$

donde, R_f y L_f son los flujos de secuencia directa y de cuadratura del estator y v_{ds} , v_{qs} , i_{ds} , i_{qs} son las componentes de eje directo y de cuadratura de la tensión y corrientes de estator.

En el caso de que el punto de conexión sea la red infinita se tendrá que $v_{1d}=v_{inf d}$ y $v_{1q}=v_{inf q}$

Partiendo de lo anterior, las ecuaciones de las potencias activa (P_g) y reactiva (Q_g) inyectadas son:

$$P_g = \frac{1}{2} * (v_{gd} i_{gd} + v_{gq} i_{gq}) \quad (5.17)$$

$$Q_g = \frac{1}{2} * (v_{gd} i_{gq} - v_{gq} i_{gd}) \quad (5.18)$$

Por último, al haber introducido las tensiones de la red infinita, se pueden calcular también las potencias activa y reactiva (P_{inf} y Q_{inf}) en ese punto:

$$P_{inf} = \frac{1}{2} * (v_{inf d} i_{gd} + v_{inf q} i_{gq}) \quad (5.19)$$

$$Q_{inf} = \frac{1}{2} * (v_{inf d} i_{gq} - v_{inf q} i_{gd}) \quad (5.20)$$

5.3.3. Modelado en Matlab y Simulink

Para modelar el sistema, primero, se ha modificado la S-function utilizada en la sección anterior y se han añadido las ecuaciones del filtro tal y como se puede ver en el ANEXO 3. De este modo, es posible obtener más resultados; en concreto, se analizarán a parte de los valores de las corrientes y potencias en la máquina, las corrientes del filtro a la salida del convertidor, sus potencias y también las potencias de la red infinita.

Para ello, se ha creado el siguiente modelo en Simulink:

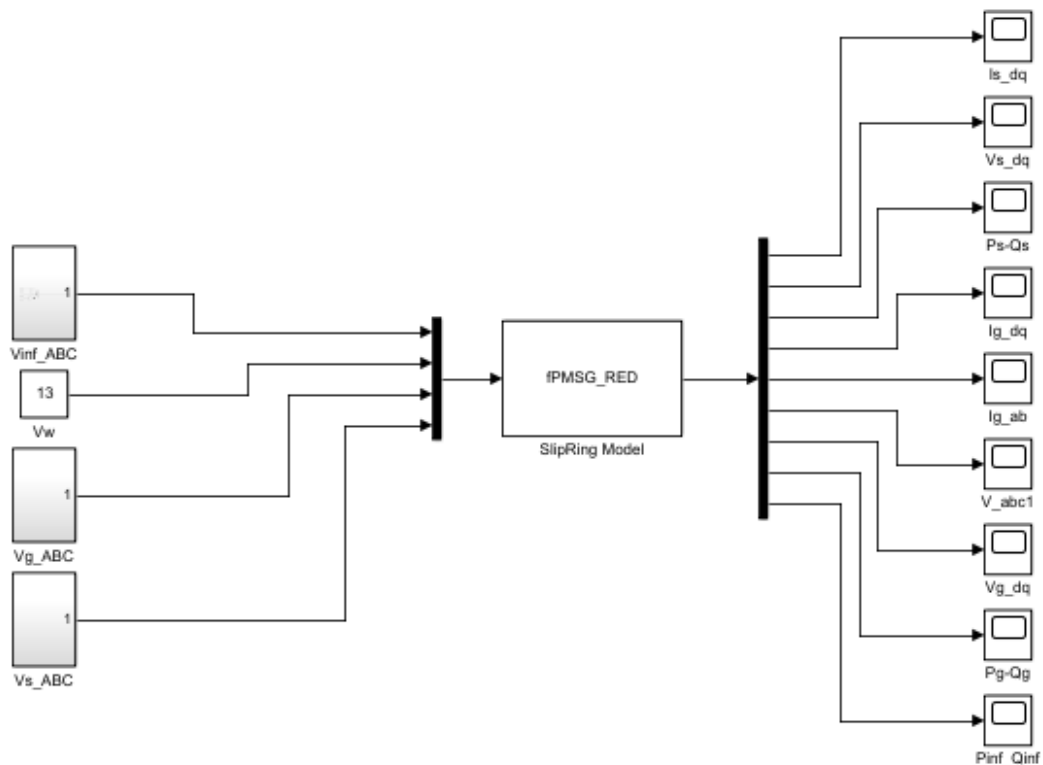


Figura 5-8: Modelo de Simulink para la simulación de la PMSG y la red.

Podemos observar en la Figura 5-8, cómo teniendo las mismas entradas que en el caso anterior, se obtienen más salidas.

5.3.4. Resultados

En este caso, al igual que en el anterior, se simulará el funcionamiento del aerogenerador, con una velocidad de 13m/s y los mismos valores que en el caso anterior para los valores de entrada de las tensiones.

5.3.4.1. Intensidad y potencia del PMSG

En las siguientes figuras (Figura 5-9 y Figura 5-10), se muestran los valores de las corrientes y las potencias en el parque, los cuales, son los mismos que en el apartado 5.2.3. Por lo tanto, se comprueba de nuevo el correcto funcionamiento del sistema.

En concreto, los valores de las simulaciones son los siguientes:

$$I_{sd} = 1.027 \text{ y } I_{sq} = 1.943$$

para los valores de las corrientes y

$$Ps = 3.631 \text{ y } Qs = -6.87$$

en el caso de las potencias.

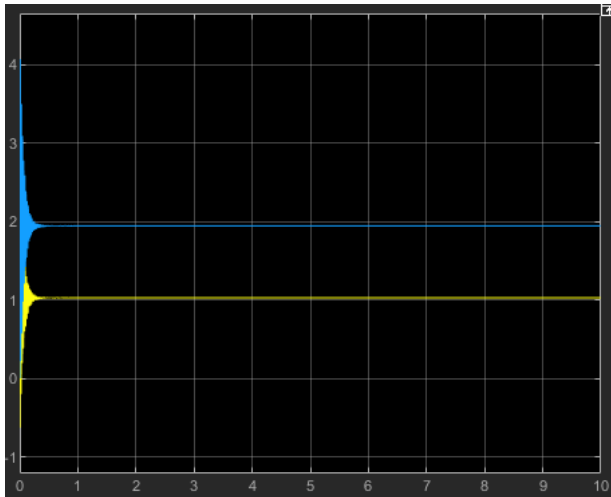


Figura 5-9: Valores de isd (amarillo) e isq (azul) para la simulación de la PMSG

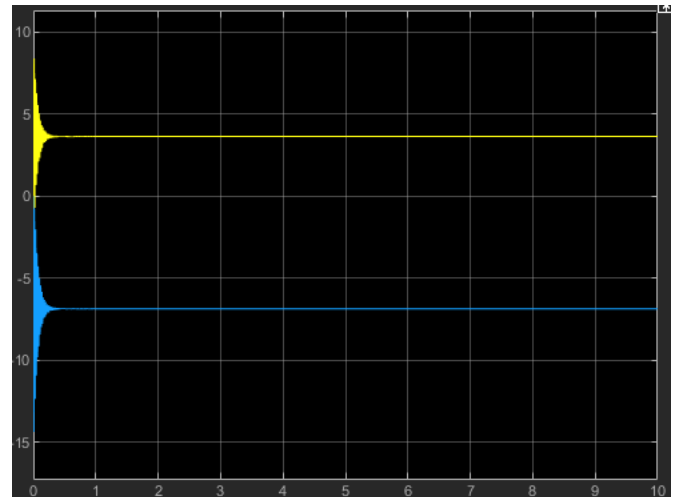


Figura 5-10: Valores de Ps (amarillo) y Qs (azul) para la simulación de la PMSG

5.3.4.2. Intensidad y potencia de la red

Tras los cambios realizados en la S-function, se pueden obtener los valores de intensidad y potencia inyectadas en la red. Dichos valores se muestran en las Figura 5-11 y Figura 5-12.

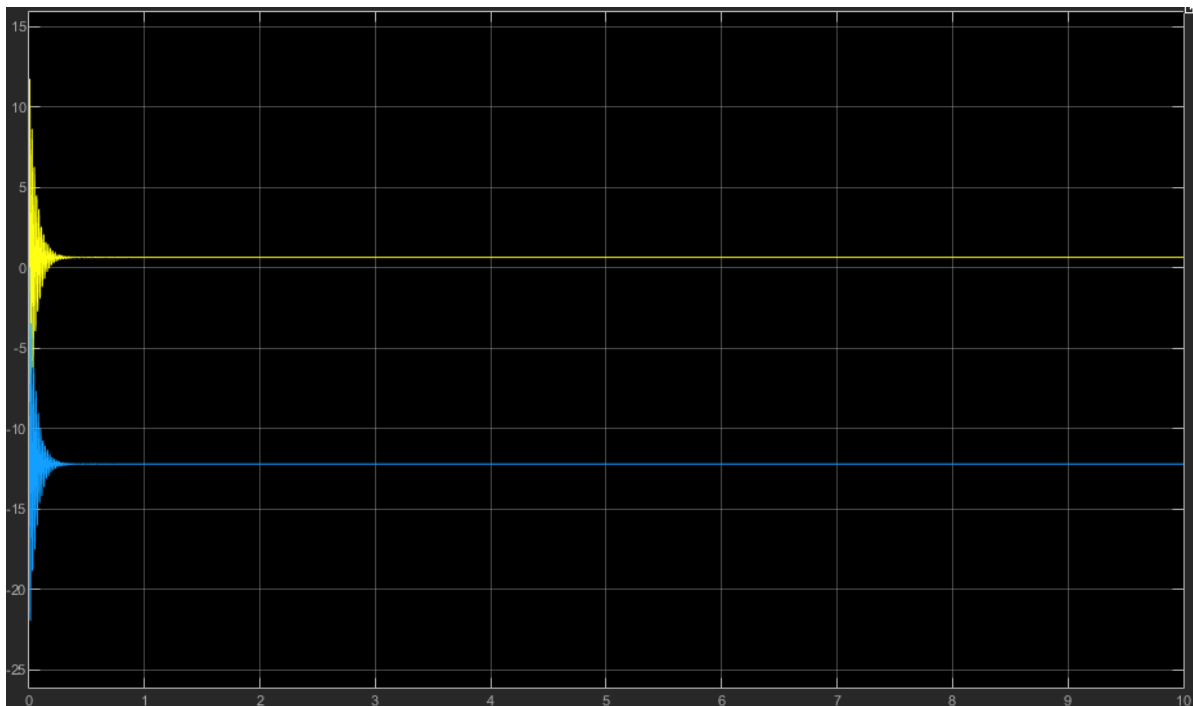


Figura 5-11: Valores de igd (amarillo) e igq (azul) para la simulación de la PMSG con la red.

Los valores obtenidos de la simulación son los siguientes:

$$I_{gd} = 0.636 \text{ y } I_{gq} = -12.21$$

Los valores de las potencias en cambio son los siguientes:

$$Pg = 0.4544 \quad \text{y} \quad Qg = 8.719$$

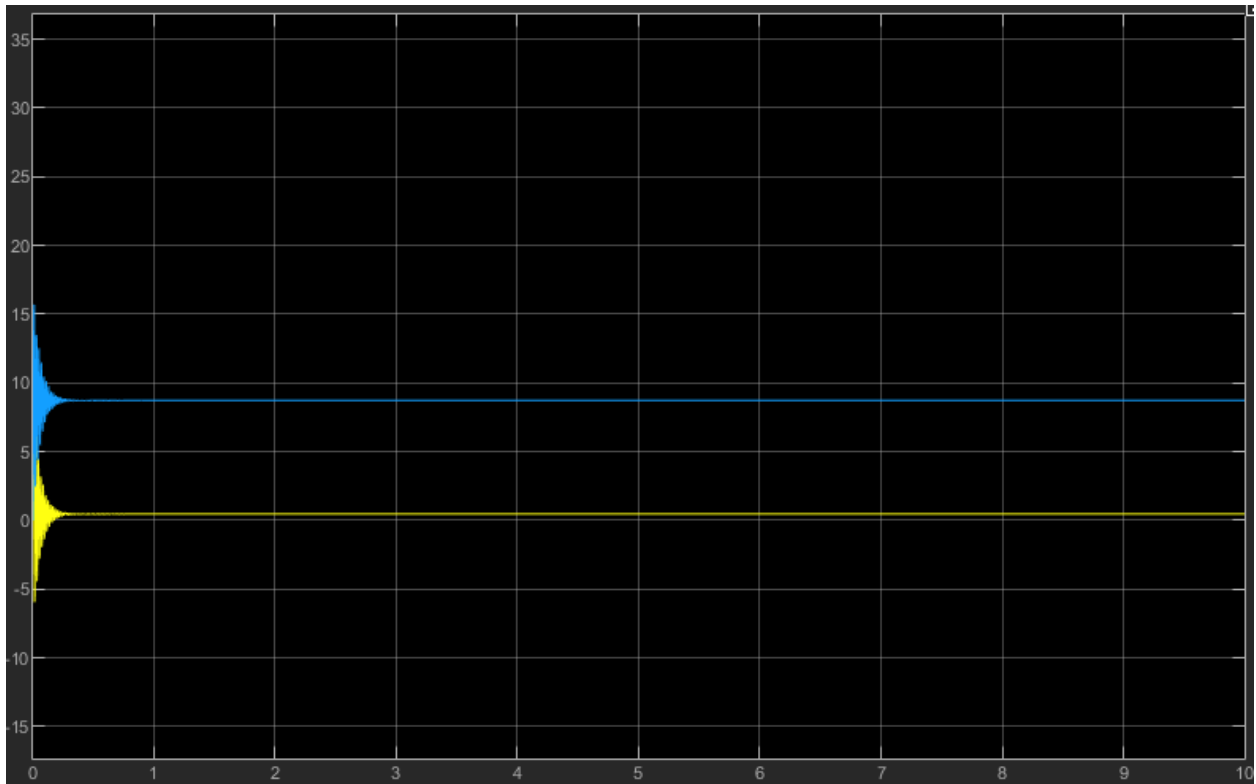


Figura 5-12: Valores de Pg (amarillo) y Qg (azul) para la simulación de la PMSG con la red.

También se puede probar el correcto funcionamiento del sistema calculando los valores como se ha realizado en el apartado 5.2.4.

$$Pg_{pu} = \frac{1}{2} * (1.428 * 0.636 + 0 * (-12.21)) = 0.454$$

$$Qg_{pu} = \frac{1}{2} * (0 * 0.636 - 1.428 * (-12.21)) = 8.718$$

Debido al parecido de los valores se comprueba el correcto funcionamiento de la simulación

5.3.4.3. Intensidad y potencia de la red infinita

Tal y como se ha mencionado en el apartado 5.3.2, también se pueden obtener los valores de las potencias en el punto de la red infinita. Dichos valores se muestran a continuación.

Los valores obtenidos en la simulación son:

$$P_{inf} = 0.0135 \quad \text{y} \quad Q_{inf} = 0.26$$

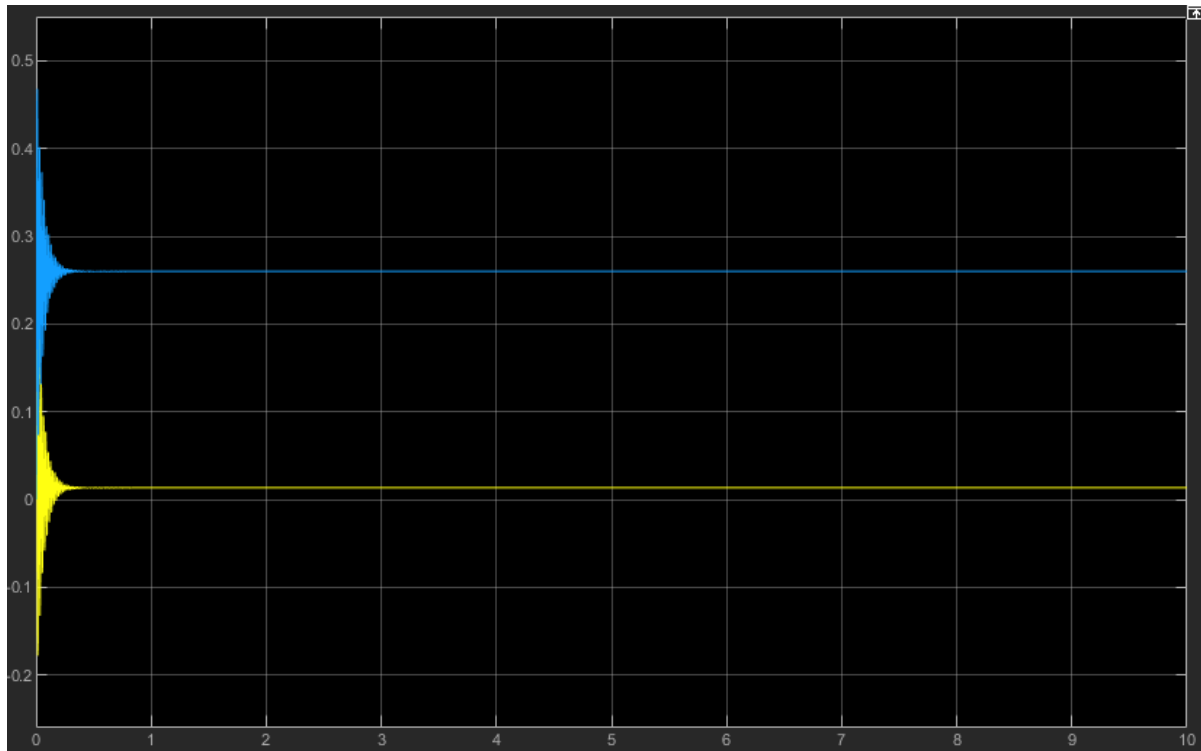


Figura 5-13: Valores de Pinf (amarillo) y Qinf (azul) para la simulación de la PMSG con la red.

5.4.LA CONEXIÓN CON LA RED

5.4.1. Modelado desde la barra 1 hasta la conexión con la red

En el caso más general, el generador eólico se conecta a la red por medio de un transformador de potencia y una línea, pudiendo alimentar también una carga local. La red a la que se conecta el sistema se puede modelizar como una red infinita o fuerte o como una red débil por medio de la impedancia de Thevenin. De esta forma, el esquema que sigue el sistema de potencia desde la barra 1 (extremo derecho de la Figura 5-6) hasta la conexión con la red infinita es la siguiente (Figura 5-14):

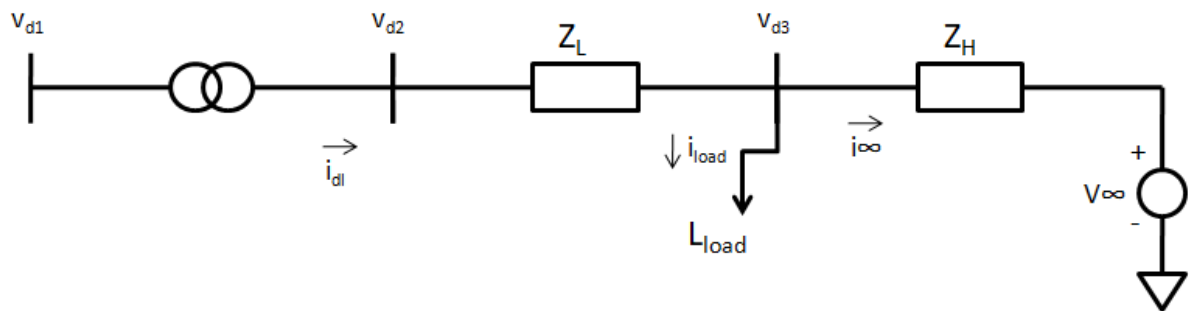


Figura 5-14: Modelo de la conexión con la red [Fuente propia]

Las ecuaciones de los tramos de dicho esquema son las siguientes:

- Ecuaciones del transformador:

$$v_{d1} = R_{TR} * i_{dl} + \frac{L_{TR}}{\omega_b} * \frac{di_{dl}}{dt} - \omega_s * L_{TR} * i_{ql} + v_{d2} \quad (5.21)$$

$$v_{q1} = R_{TR} * i_{ql} + \frac{L_{TR}}{\omega_b} * \frac{di_{ql}}{dt} + \omega_s * L_{TR} * i_{dl} + v_{q2} \quad (5.22)$$

- Ecuaciones de la línea:

$$v_{d2} = R_L * i_{dl} + \frac{L_L}{\omega_b} * \frac{di_{dl}}{dt} - \omega_s * L_L * i_{ql} + v_{d3} \quad (5.23)$$

$$v_{q2} = R_L * i_{ql} + \frac{L_L}{\omega_b} * \frac{di_{ql}}{dt} + \omega_s * L_L * i_{dl} + v_{q3} \quad (5.24)$$

- Ecuaciones de la carga:

$$v_{d3} = R_{load} * i_{dload} + \frac{L_{load}}{\omega_b} * \frac{di_{dload}}{dt} - \omega_s * L_{load} * i_{qload} \quad (5.25)$$

$$v_{q3} = R_{load} * i_{qload} + \frac{L_{load}}{\omega_b} * \frac{di_{qload}}{dt} + \omega_s * L_{load} * i_{dload} \quad (5.26)$$

- Ecuaciones de la red infinita:

$$v_{d3} = R_{Th} * i_{\infty d} + \frac{L_{Th}}{\omega_b} * \frac{di_{\infty d}}{dt} - \omega_s * L_{Th} * i_{\infty q} + v_{\infty d} \quad (5.27)$$

$$v_{q3} = R_{Th} * i_{\infty q} + \frac{L_{Th}}{\omega_b} * \frac{di_{\infty q}}{dt} + \omega_s * L_{Th} * i_{\infty d} + v_{\infty q} \quad (5.28)$$

Donde,

i_{dl} y i_{ql} : corrientes de la linea

R_{TR} y L_{TR} : resistencia e inductancia del transformador

R_L y L_L : resistencia e inductancia de la línea

i_{dload} y i_{qload} : corrientes de la carga

R_{load} y L_{load} : resistencia e inductancia de la carga

R_{Th} y L_{Th} : resistencia e inductancia de Thévenin

$i_{\infty d}$ y $i_{\infty q}$: corrientes de la red infinita

Teniendo en cuenta que la corriente que se inyecta a la red depende de la carga local, $i_{\infty d} = i_{dl} - i_{dload}$ y $i_{dl} = i_{gd}$, las ecuaciones anteriores se desarrollan para conseguir tener únicamente dos ecuaciones diferenciales, que es el número de corrientes independientes existentes. Se obtendrán dos ecuaciones diferenciales en el eje d y dos en el eje q para introducir en la S-function.

$$\begin{aligned} v_{gd} = & R_f i_{gd} + \frac{L_f}{\omega_b} * \frac{di_{gd}}{dt} - \omega_s L_f i_{gq} + R_{TR} * i_{gd} + \frac{L_{TR}}{\omega_b} * \frac{di_{gd}}{dt} - \omega_s \\ & * L_{TR} * i_{gq} + R_L * i_{gd} + \frac{L_L}{\omega_b} * \frac{di_{gd}}{dt} - \omega_s * L_L * i_{gq} \\ & + R_{Th} * (i_{gd} - i_{dload}) + \frac{L_{Th}}{\omega_b} * \left(\frac{di_{gd}}{dt} - \frac{di_{dload}}{dt} \right) \\ & - \omega_s * L_{Th} * (i_{gq} - i_{qload}) + v_{\infty d} \end{aligned} \quad (5.29)$$

Por otro lado, la ecuación de V_{gq} sería la siguiente, y seguirá el mismo esquema que en el caso anterior:

$$\begin{aligned}
v_{gq} = & R_f i_{gq} + \frac{L_f}{\omega_b} * \frac{di_{gq}}{dt} - \omega_s L_f i_{gd} + R_{TR} * i_{gq} + \frac{L_{TR}}{\omega_b} * \frac{di_{gq}}{dt} - \omega_s \\
& * L_{TR} * i_{gd} + R_L * i_{gq} + \frac{L_L}{\omega_b} * \frac{di_{gq}}{dt} - \omega_s * L_L * i_{gd} \\
& + R_{Th} * (i_{gq} - i_{qload}) + \frac{L_{Th}}{\omega_b} * \left(\frac{di_{gq}}{dt} - \frac{di_{qload}}{dt} \right) - \omega_s \\
& * L_{Th} * (i_{gd} - i_{dload}) + v_{\infty d}
\end{aligned} \tag{5.30}$$

Dado que la S-function de MATLAB es una herramienta que permite resolver ecuaciones diferenciales de orden uno, a continuación, dejando en el lado izquierdo todos los términos que multiplican a las derivadas de i_{gd} e i_{dload} se obtiene lo siguiente:

$$\begin{aligned}
\left(\frac{L_f}{\omega_b} + \frac{L_{TR}}{\omega_b} + \frac{L_L}{\omega_b} + \frac{L_{Th}}{\omega_b} \right) * \frac{di_{gd}}{dt} - \frac{L_{Th}}{\omega_b} * \frac{di_{dload}}{dt} = & v_{gd} - v_{\infty d} - (R_f + R_{TR} + R_L + R_{Th}) * i_{gd} + \\
R_{Th} * i_{dload} + \omega_s * (L_f + L_{TR} + L_L + L_{Th}) * i_{gq} - \omega_s * L_{Th} * i_{qload} & \tag{5.31}
\end{aligned}$$

Y en el caso de i_{gq} e i_{qload} :

$$\begin{aligned}
\left(\frac{L_f}{\omega_b} + \frac{L_{TR}}{\omega_b} + \frac{L_L}{\omega_b} + \frac{L_{Th}}{\omega_b} \right) * \frac{di_{gq}}{dt} - \frac{L_{Th}}{\omega_b} * \frac{di_{qload}}{dt} = & v_{gq} - v_{\infty q} - (R_f + R_{TR} + R_L + R_{Th}) * i_{gq} + \\
R_{Th} * i_{qload} + \omega_s * (L_f + L_{TR} + L_L + L_{Th}) * i_{gd} - \omega_s * L_{Th} * i_{dload} & \tag{5.32}
\end{aligned}$$

Por otro lado, se toman las ecuaciones (5.25),(5.26),(5.27) y (5.28) correspondientes a la carga y la red y se igualan obteniendo las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned}
R_{load} * i_{dload} + \frac{L_{load}}{\omega_b} * \frac{di_{dload}}{dt} - \omega_s * L_{load} * i_{qload} = & R_{Th} * (i_{gd} - i_{dload}) + \frac{L_{Th}}{\omega_b} * \\
\left(\frac{di_{gd}}{dt} - \frac{di_{dload}}{dt} \right) - \omega_s * L_{Th} * (i_{gq} - i_{qload}) + v_{\infty d} & \tag{5.33}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
R_{load} * i_{qload} + \frac{L_{load}}{\omega_b} * \frac{di_{qload}}{dt} + \omega_s * L_{load} * i_{dload} = & R_{Th} * (i_{gq} - i_{qload}) + \frac{L_{Th}}{\omega_b} * \left(\frac{di_{gq}}{dt} - \right. \\
\left. \frac{di_{qload}}{dt} \right) - \omega_s * L_{Th} * (i_{gd} - i_{dload}) + v_{\infty d} & \tag{5.34}
\end{aligned}$$

Al igual que las ecuaciones (5.29) y (5.30), se pasarán a la izquierda los términos que multiplican a las derivadas de i_{gd} , i_{gq} , i_{dload} e i_{qload} .

$$\left(\frac{L_{Th}}{\omega_b} + \frac{L_{load}}{\omega_b}\right) * \frac{di_{dload}}{dt} - \frac{L_{Th}}{\omega_b} * \frac{di_{gd}}{dt} = R_{Th} * i_{gd} - (R_{Th} + R_{load}) * i_{dload} - \omega_s * L_{Th} * i_{gq} + \omega_s * (L_{Th} + L_{load}) * i_{qload} + v_{\infty d} \quad (5.35)$$

$$\left(\frac{L_{Th}}{\omega_b} + \frac{L_{load}}{\omega_b}\right) * \frac{di_{qload}}{dt} - \frac{L_{Th}}{\omega_b} * \frac{di_{gq}}{dt} = R_{Th} * i_{gq} - (R_{Th} + R_{load}) * i_{qload} - \omega_s * L_{Th} * i_{gd} + \omega_s * (L_{Th} + L_{load}) * i_{dload} + v_{\infty q} \quad (5.36)$$

Para simplificar la resolución de las ecuaciones se han agrupado los valores de la siguiente forma:

$$R_T = R_f + R_{TR} + R_L + R_{Th}$$

$$L_T = L_f + L_{TR} + L_L + L_{Th}$$

Y por otro lado, se definen los siguientes parámetros:

$$a_{11} = \frac{L_T}{\omega_b} \quad b_{11} = -R_T \quad c_{11} = \omega_s * L_T = -d_{11}$$

$$a_{12} = -\frac{L_{Th}}{\omega_b} \quad b_{12} = R_{Th} \quad c_{12} = -\omega_s * L_{Th} = -d_{12}$$

$$a_{21} = -\frac{L_{Th}}{\omega_b} \quad b_{21} = R_{Th} \quad c_{21} = -\omega_s * L_{Th} = -d_{21}$$

$$a_{22} = \frac{L_{Th} + L_{load}}{\omega_b} \quad b_{22} = -(R_{Th} + R_{load}) \quad c_{22} = \omega_s * (L_{Th} + L_{load}) = -d_{22}$$

Con lo que las ecuaciones en el eje d quedarían de la siguiente forma:

$$a_{11} * \frac{di_{gd}}{dt} + a_{12} * \frac{di_{dload}}{dt} = v_{gd} - v_{\infty d} + b_{11} * i_{gd} + b_{12} * i_{dload} + c_{11} * i_{gq} + c_{12} * i_{qload} = A \quad (5.37)$$

$$a_{22} * \frac{di_{dload}}{dt} + a_{21} * \frac{di_{gd}}{dt} = b_{21} * i_{gd} + b_{22} * i_{dload} + c_{21} * i_{gq} + c_{22} * i_{qload} + v_{\infty d} = B \quad (5.38)$$

Y en el eje q serían las siguientes:

$$a_{11} * \frac{di_{gq}}{dt} + a_{12} * \frac{di_{qload}}{dt} = v_{gq} - v_{\infty q} + b_{11} * i_{gq} + b_{12} * i_{qload} + d_{11} * i_{gd} + d_{12} * i_{dload} = C \quad (5.39)$$

$$a_{22} * \frac{di_{qload}}{dt} + a_{21} * \frac{di_{gq}}{dt} = b_{21} * i_{gd} + b_{22} * i_{dload} + d_{21} * i_{gq} + d_{22} * i_{qload} + v_{\infty q} = D \quad (5.40)$$

La S-function de MATLAB requiere que los sistemas se implementen en ecuaciones diferenciales de orden uno. Por lo tanto, se han de resolver las ecuaciones (5.37) y (5.40) aplicando matemática simbólica, tal como se muestra en el ANEXO 5

Se tiene un sistema de dos ecuaciones con dos incógnitas por lo que se pueden resolver las expresiones de cada utilizando el método de Cramer:

$$\frac{di_{gd}}{dt} = \frac{\det \begin{bmatrix} A & a_{12} \\ B & a_{22} \end{bmatrix}}{\det \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{bmatrix}} \quad \frac{di_{dload}}{dt} = \frac{\det \begin{bmatrix} a_{11} & A \\ a_{21} & B \end{bmatrix}}{\det \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{bmatrix}}$$

$$\frac{di_{gq}}{dt} = \frac{\det \begin{bmatrix} C & a_{12} \\ D & a_{22} \end{bmatrix}}{\det \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{bmatrix}} \quad \frac{di_{qload}}{dt} = \frac{\det \begin{bmatrix} a_{11} & C \\ a_{21} & D \end{bmatrix}}{\det \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{bmatrix}}$$

Obteniendo como resultado:

$$\frac{di_{gd}}{dt} = \omega_b * \left[\frac{L_{load} * (v_{gd} - v_{\infty d} - R_T * i_{gd} + R_{Th} * i_{dload} + L_T * \omega_s * i_{gq})}{-L_{Th}^2 + L_T * L_{Th} + L_{load} * L_T} + \frac{L_{Th} * (v_{gd} + (R_{Th} - R_T) * i_{gd} - R_{load} * i_{dload} - (L_{Th} - L_T) * \omega_s * i_{gq})}{-L_{Th}^2 + L_T * L_{Th} + L_{load} * L_T} \right] \quad (5.41)$$

$$\frac{di_{gq}}{dt} = \omega_b * \left[\frac{L_{load} * (v_{gq} - v_{\infty q} - R_T * i_{gq} + R_{Th} * i_{qload} - L_T * \omega_s * i_{gd})}{-L_{Th}^2 + L_T * L_{Th} + L_{load} * L_T} + \frac{L_{Th} * (v_{gq} + (R_{Th} - R_T) * i_{gq} - R_{load} * i_{qload} + (L_{Th} - L_T) * \omega_s * i_{gd})}{-L_{Th}^2 + L_T * L_{Th} + L_{load} * L_T} \right] \quad (5.42)$$

$$\frac{di_{dload}}{dt} = \omega_b * \left[\frac{L_T * (v_{\infty d} + R_{Th} * i_{gd} - (R_{load} + R_{Th}) * i_{dload} + L_{load} * \omega_s * i_{qload})}{-L_{Th}^2 + L_T * L_{Th} + L_{load} * L_T} + \frac{L_{Th} * (v_{gd} - v_{\infty d} - R_T * i_{gd} + R_{Th} * i_{dload} - (L_{Th} - L_T) * \omega_s * i_{qload})}{-L_{Th}^2 + L_T * L_{Th} + L_{load} * L_T} \right] \quad (5.43)$$

$$\frac{di_{qload}}{dt} = \omega_b * \left[\frac{L_T * (v_{\infty q} + R_{Th} * i_{gq} - (R_{load} + R_{Th}) * i_{qload} - L_{load} * \omega_s * i_{dload})}{-L_{Th}^2 + L_T * L_{Th} + L_{load} * L_T} + \frac{L_{Th} * (v_{gq} - v_{\infty q} - R_T * i_{gq} + R_{Th} * i_{qload} + (L_{Th} - L_T) * \omega_s * i_{dload})}{-L_{Th}^2 + L_T * L_{Th} + L_{load} * L_T} \right] \quad (5.44)$$

Finalmente, las potencias del punto de conexión de la carga (Pcc y Qcc) y de la red infinita son:

$$P_{cc} = \frac{1}{2} * (v_{ccd} i_{gd} + v_{ccq} i_{gq}) \quad (5.45)$$

$$Q_{cc} = \frac{1}{2} * (v_{ccd} i_{gq} - v_{ccq} i_{gd}) \quad (5.46)$$

$$P_{inf} = \frac{1}{2} * (v_{infd} * (i_{gd} - i_{dload}) + v_{infq} * (i_{gq} - i_{qload})) \quad (5.47)$$

$$Q_{inf} = \frac{1}{2} * (v_{infd} * (i_{gq} - i_{qload}) - v_{infq} * (i_{gd} - i_{dload})) \quad (5.48)$$

Sabiendo que v_{ccd} , v_{ccq} , v_{infd} y v_{infq} son las componentes de eje directo y de cuadratura de la tensión en el punto de conexión de la carga y en la red infinita respectivamente y i_{dload} y i_{qload} son las corrientes de dichos ejes en el punto de conexión de la carga.

5.4.2. Modelado del sistema en MatLab y Simulink

Siguiendo el mismo método que en el caso anterior, se añadirán las ecuaciones (5.41), (5.42), (5.43) y (5.44) a la S-function creada para el caso anterior. Para ello, se sustituyen sys(6) y sys(7) del ANEXO 3 por las ecuaciones (5.41) y (5.42) y se definen las dos últimas como sys(8) y sys(9). Se le ha añadido también la ecuación de la tensión Vdc en el sys (3).

Por otro lado, se le han cambiado las ecuaciones para obtener las potencias de la barra infinita. En este caso se ha utilizado la igualdad, $i_{\infty d} = i_{dl} - i_{dload}$ y $i_{dl} = i_{gd}$. Por último, se han añadido al sistema ecuaciones para calcular las tensiones y las potencias de la carga.

En cuanto a su modelado en Simulink, seguirá el mismo esquema que en el caso anterior:

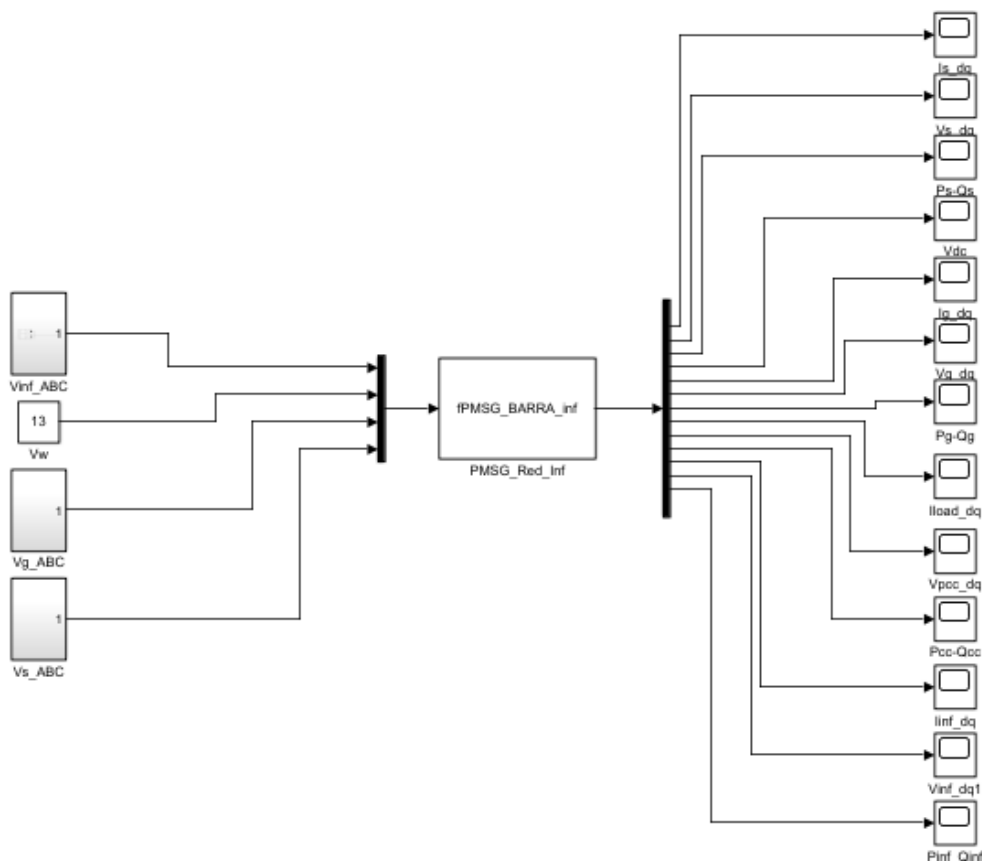


Figura 5-15: Modelo de Simulink para la simulación de la PMSG conectada a la red.

5.4.3. Resultados

Siguiendo el orden de la Figura 5-15, se comenzará analizando los resultados de las intensidades y potencias de la máquina. Después, se analizarán las de la red, seguidas del análisis de la carga y la barra infinita. Por último, se observará la tensión en el condensador DC-link que como se ha visto anteriormente sirve de unión entre la máquina y la red.

Los valores obtenidos de éste análisis, se utilizarán a partir de ahora en las siguientes S-function como valores de inicio. De esta forma, el sistema, no tendrá que trabajar tanto en la regulación de éstos valores y se podrán implementar los controladores más fácilmente.

5.4.3.1. Intensidad y potencia del PMSG

En las simulaciones del lado de la máquina se observa lo siguiente:

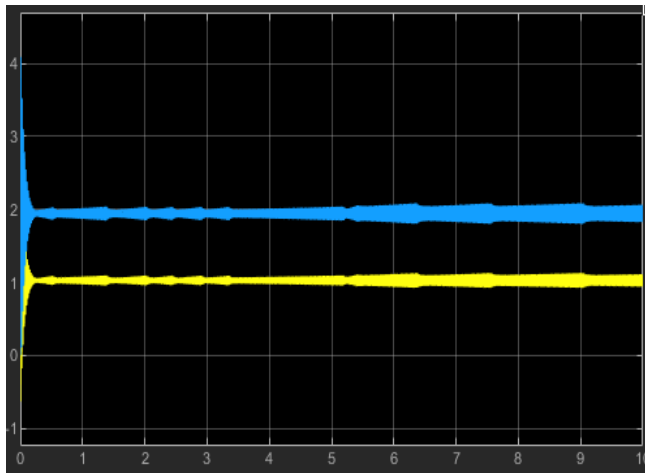


Figura 5-17: Valores de i_{sd} (amarillo) e i_{sq} (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red.

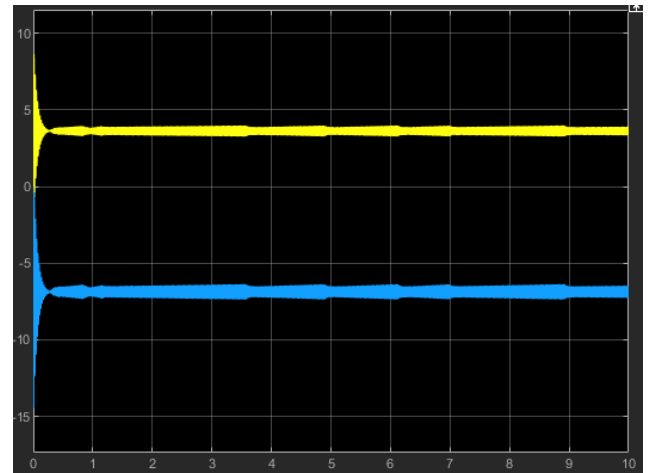


Figura 5-16: Valores de P_s (amarillo) y Q_s (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red.

Los valores, aunque con más perturbaciones, siguen siendo los mismos que en los dos casos anteriores. Esto ocurre, al igual que en el caso anterior, porque los valores de entrada de dichas simulaciones no han variado. Es por ello, que los valores concretos de dichas simulaciones son:

$$i_{sd} = 1.027 \text{ y } i_{sq} = 1.943$$

$$P_s = 3.598 \text{ y } Q_s = -6.87$$

5.4.3.2. Intensidad y potencia en el lado de la red

Al introducir las ecuaciones desarrolladas en el apartado de modelado, los valores de las intensidades han variado y por lo tanto los valores de las potencias también.

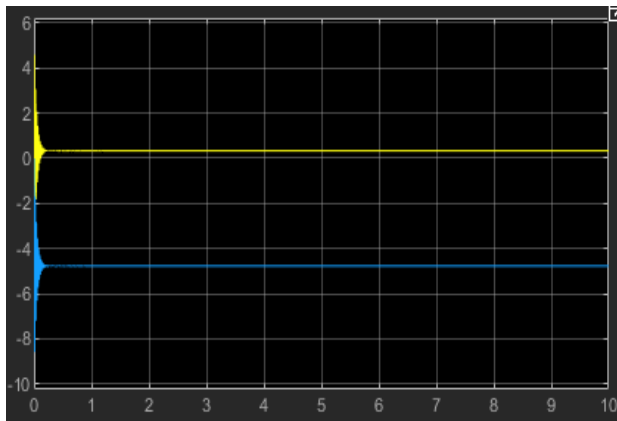


Figura 5-19: Valores de i_{gd} (amarillo) e i_{gq} (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red.

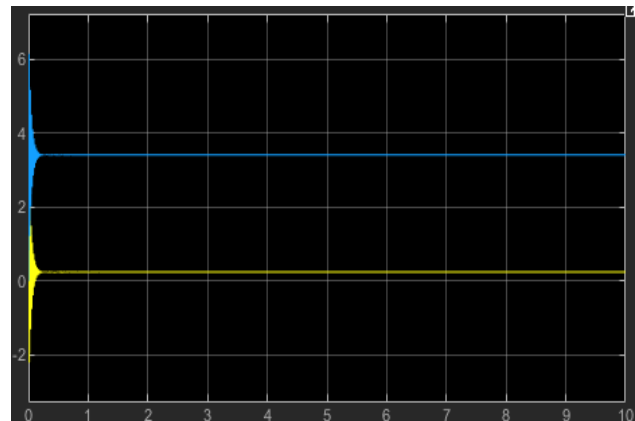


Figura 5-18: Valores de P_g (amarillo) y Q_g (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red.

Los valores absolutos de las corrientes han disminuido al igual que los de las potencias a un valor más o menos equivalente a la mitad del anterior.

$$i_{gd} = 0.333 \text{ y } i_{gq} = -4.768$$

$$P_g = 0.238 \text{ y } Q_g = 3.405$$

Calculando los valores de las potencias de forma manual, se obtienen los siguientes valores y se confirma el correcto funcionamiento del sistema:

$$P_{gpu} = \frac{1}{2} * (1.428 * 0.333 + 0 * (-4.768)) = 0.238$$

$$Q_{gpu} = \frac{1}{2} * (0 * 0.333 - 1.428 * (-4.768)) = 3.404$$

5.4.3.3. Intensidad y potencia en el punto de conexión de la carga

En este caso, se analizarán nuevos valores que corresponden a la carga aunque se obtendrán los valores simulando una red robusta y una débil cambiando los valores de R_{Th} y L_{Th} .

5.4.3.3.1. Simulación de una red robusta

Para el caso de una red robusta, se mantienen los valores de Thévenin que se ven en el ANEXO 1.

$$R_{Th} = 1 * 10^{-5} = L_{Th}.$$

Los gráficos que se obtienen, se muestran en la Figura 5-20 y la Figura 5-21 y los valores concretos son los siguientes:

$$V_{cc_d} = 0.04266 \quad y \quad V_{cc_q} = -4.46 * 10^{-5}$$

$$P_{cc} = 7.28 * 10^{-4} \quad y \quad Q_{cc} = 9.1 * 10^{-6}$$

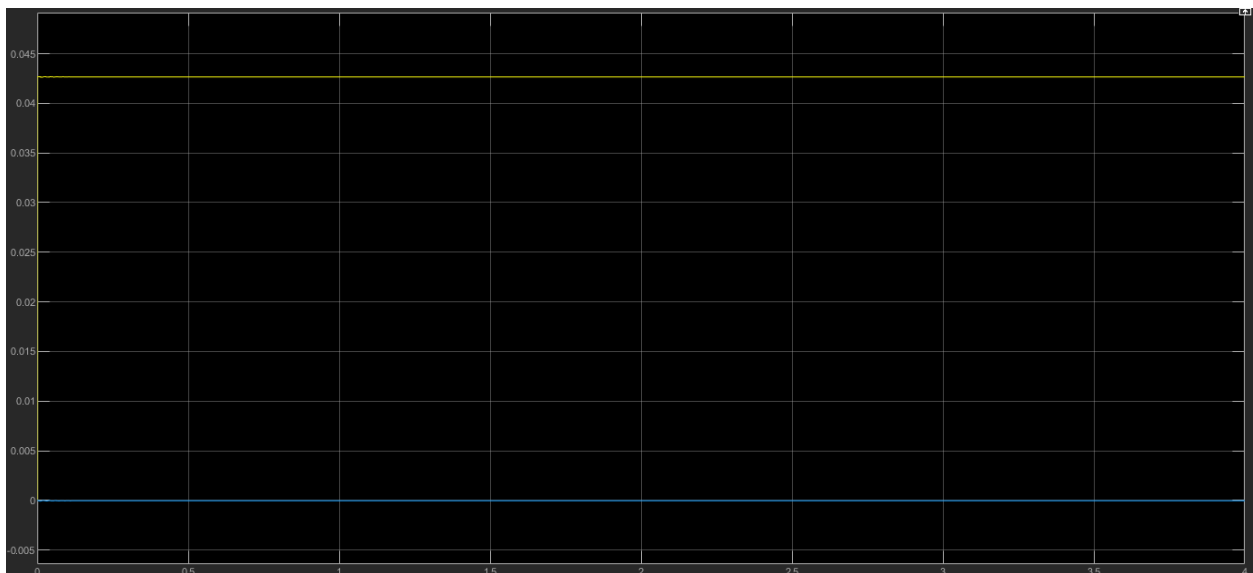


Figura 5-20: Valores de V_{ccd} (amarillo) e V_{ccq} (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red robusta.



Figura 5-21: Valores de Pcc (amarillo) y Qcc (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red robusta.

5.4.3.3.2. Simulación de una red débil

Para el caso de una red débil, se cambian los valores de Thévenin por unos 10 veces mayores.

$$R_{Th}=1*10^{-4} = L_{Th}.$$

Los gráficos que se obtienen se muestran en la Figura 5-22 y la Figura 5-23 los valores concretos son los siguientes:

$$V_{cc_d} = 0.04312 \quad y \quad V_{cc_q} = -4.46 * 10^{-4}$$

$$P_{cc} = 7.438 * 10^{-4} \quad y \quad Q_{cc} = 9.2976 * 10^{-6}$$

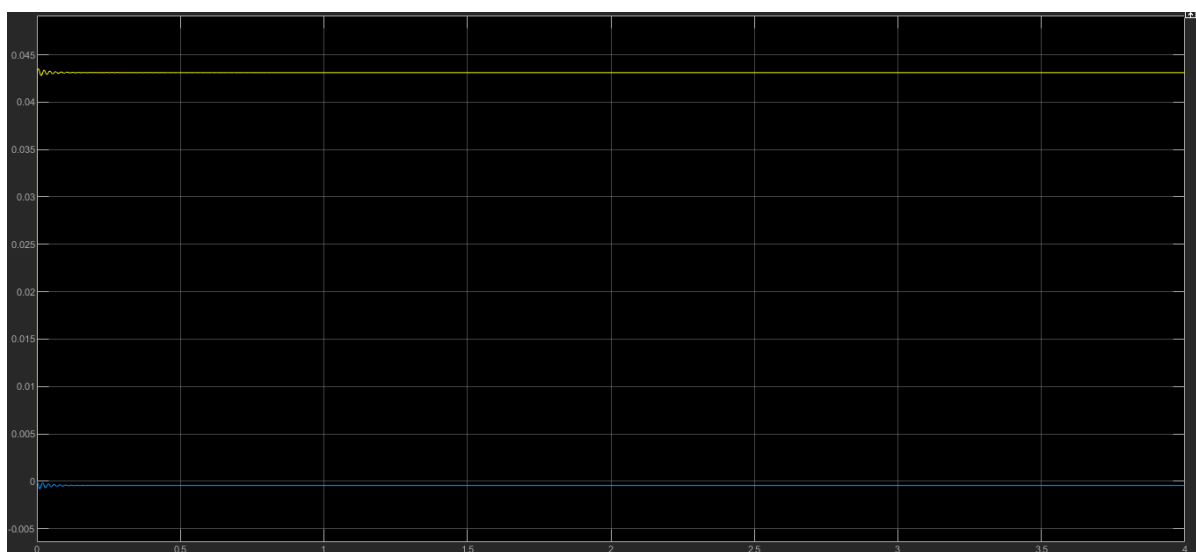


Figura 5-22: Valores de Vccd(amarillo) e Vccq (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red débil.

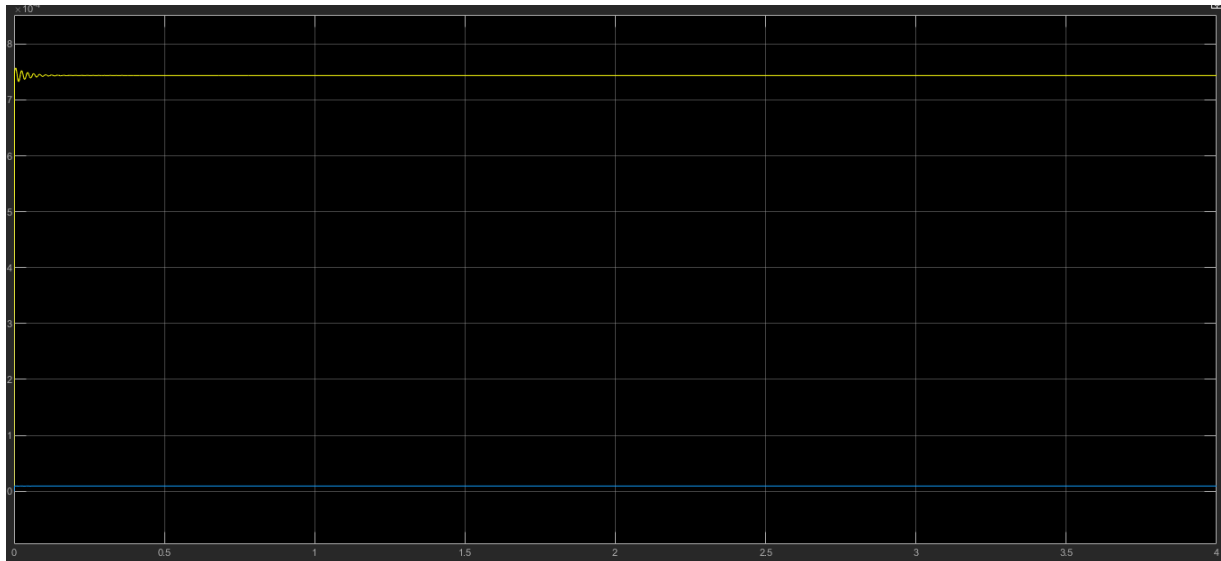


Figura 5-23: Valores de Pcc (amarillo) y Qcc (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red débil.

Tras simular los valores del punto de conexión de carga en los dos tipos de red, se observa lo siguiente:

Todos los valores, tanto de tensión como de potencia cambian levemente su valor final. Sin embargo al principio de las simulaciones se puede ver una perturbación mayor en el caso de la red débil. Esto es debido a que este tipo de redes presenta mayores problemas a la hora de estabilizar los valores.

5.4.3.4. Intensidad y potencia en la barra infinita

También se simularán los valores de las intensidades y las potencias en la barra infinita en el caso de una red débil y una robusta como en el caso anterior.

5.4.3.4.1. Simulación de una red robusta

Debido al cambio en la conexión también se ven afectadas y dicho cambio se observa en la Figura 5-24 y la Figura 5-25.

$$\begin{aligned}
 V_{inf_d} &= 0.0426 & \text{y} & & V_{inf_q} &= 0 \\
 P_{inf} &= 6.372 * 10^{-3} & \text{y} & & Q_{inf} &= 0.1016 \\
 I_{inf_d} &= 0.29 & \text{y} & & I_{inf_q} &= -4.768
 \end{aligned}$$

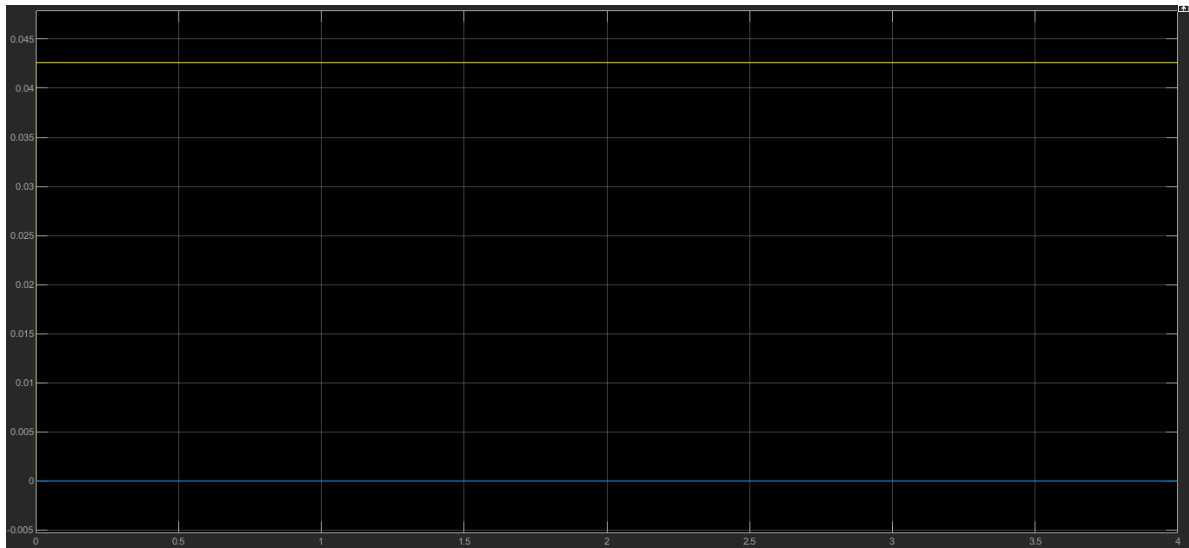


Figura 5-24: Valores de V_{inf} (amarillo) e V_{infq} (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red robusta.

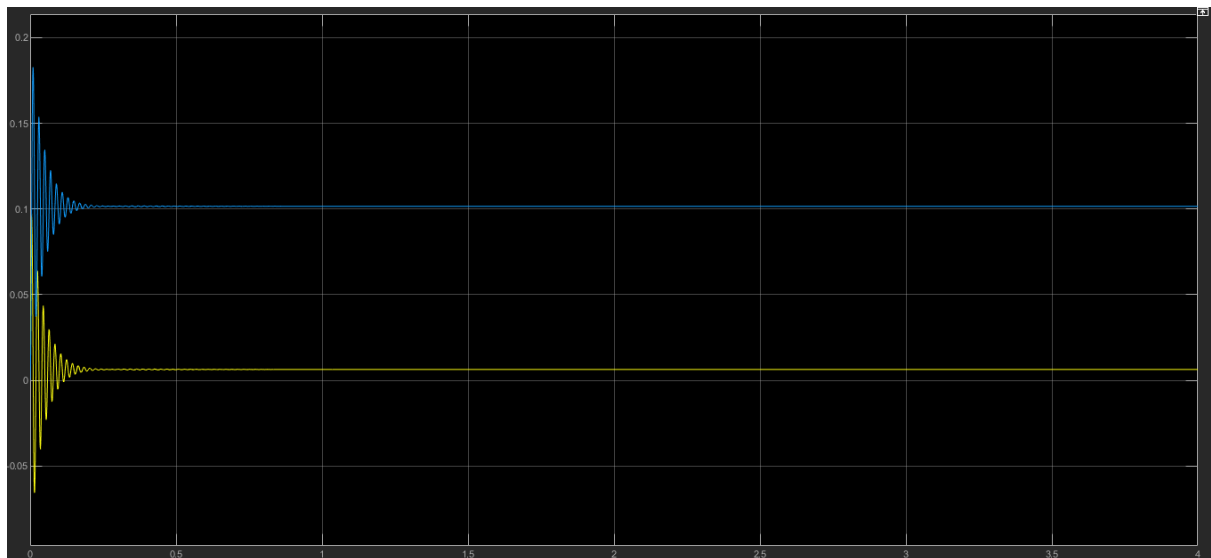


Figura 5-25: Valores de P_{inf} (amarillo) y Q_{inf} (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red robusta.

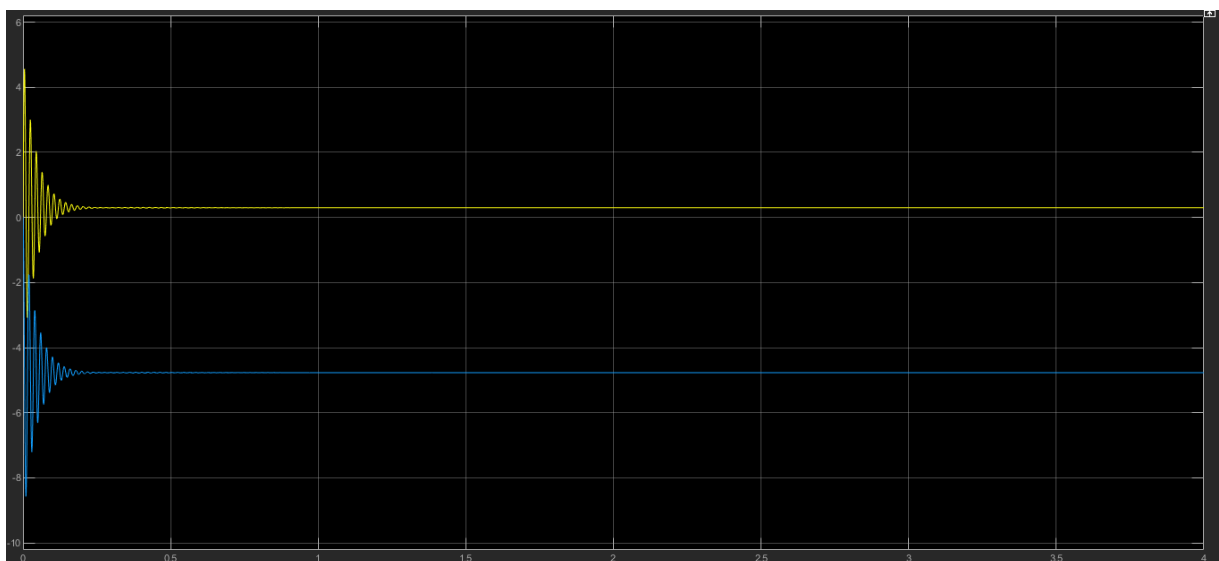


Figura 5-26: Valores de I_{inf} (amarillo) e I_{infq} (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red robusta.

Como es visible, en el caso de una red robusta, se cumple la condición de que V_{cc} y V_{inf} tienen los mismos valores. En cuanto a las potencias o las corrientes, al inicio de las simulaciones sufren bastantes perturbaciones que consiguen estabilizarse en unos 0.24s.

5.4.3.4.2. Simulación de una red débil

Al cambiar los valores de Thévenin este es el cambio visible en los valores de la tensión y potencia en la barra infinita.

$$\begin{aligned} V_{inf_d} &= 0.0426 & \text{y} & & V_{inf_q} &= 0 \\ P_{inf} &= 6.392 * 10^{-3} & \text{y} & & Q_{inf} &= 0.1016 \\ I_{inf_d} &= 0.3 & \text{y} & & I_{inf_q} &= -4.767 \end{aligned}$$

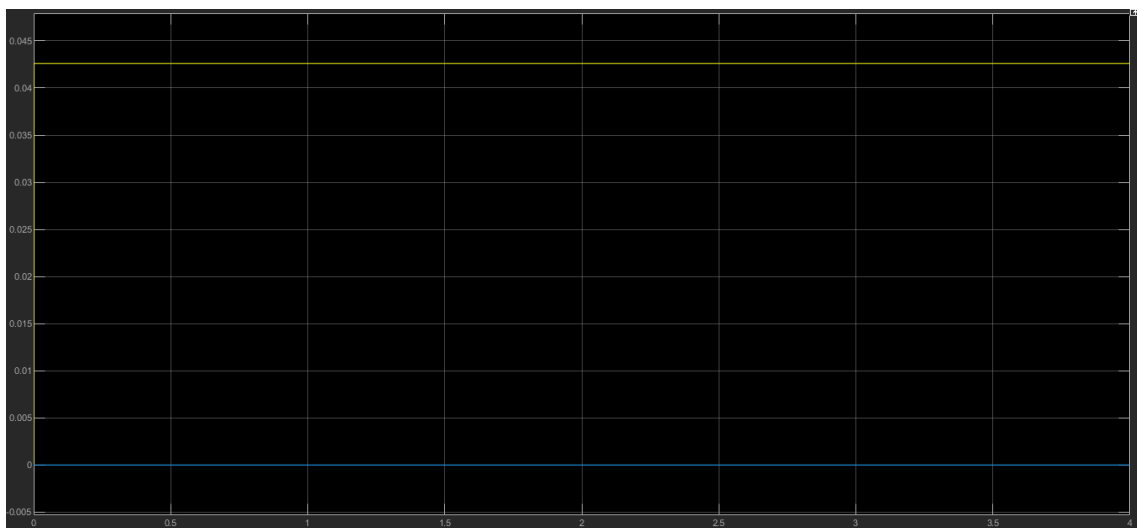


Figura 5-27: Valores de V_{inf_d} (amarillo) e V_{inf_q} (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red débil.

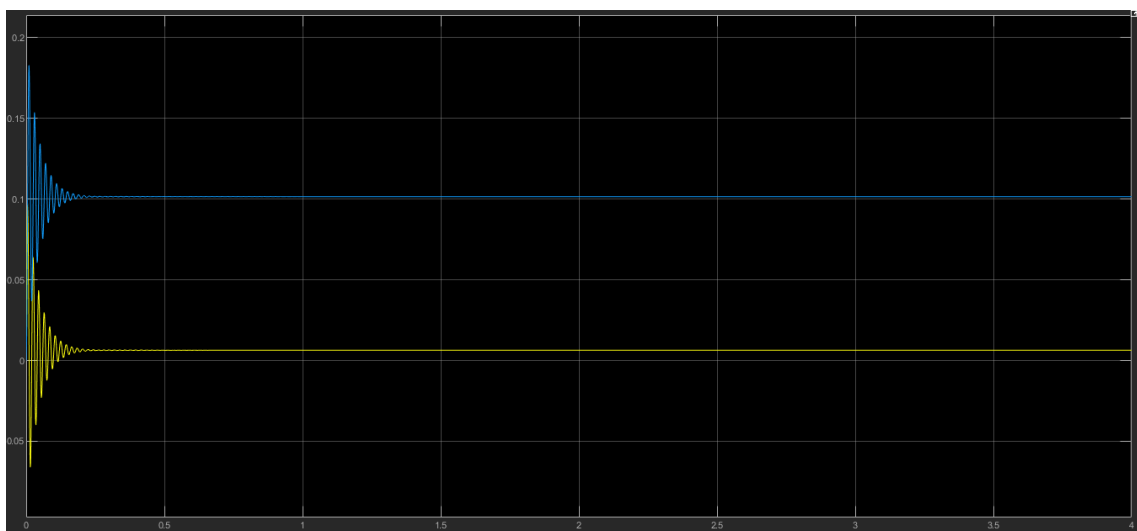


Figura 5-28: Valores de P_{inf} (amarillo) y Q_{inf} (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red débil.

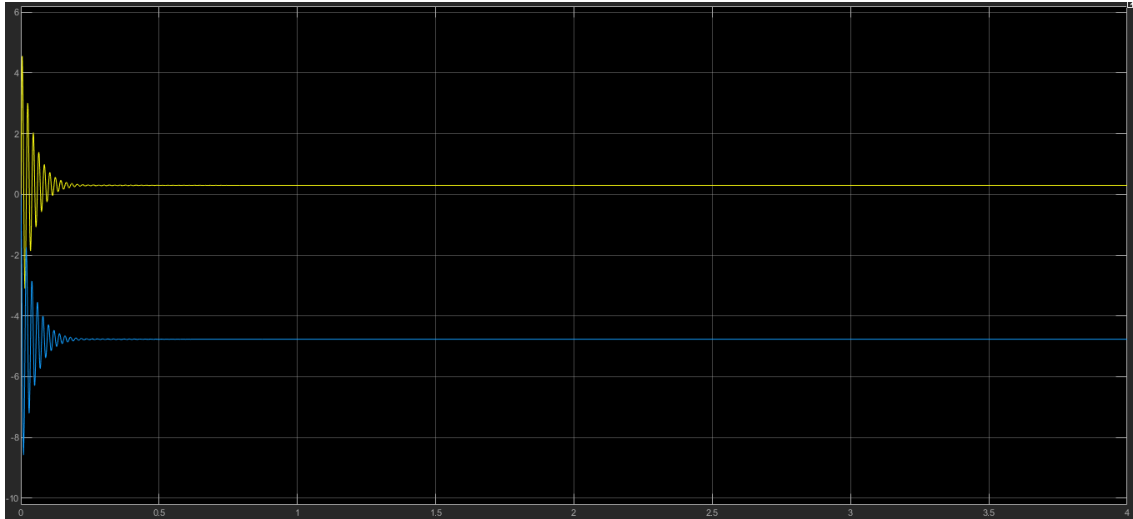


Figura 5-29: Valores de $i_{inf d}$ (amarillo) y $i_{inf q}$ (azul) para la simulación de la PMSG conectada a la red débil.

En este caso, al cambiar de red, los valores de las variables simuladas no sufren cambios notables aunque las perturbaciones se estabilizan en unos 0.26s, 0.02s más que en el caso de la red robusta.

6. CONTROLES DEL AEROGENERADOR CONECTADO A RED QUE ALIMENTA CARGA LOCAL

Tras comprobar el correcto funcionamiento del sistema modelado, se procede a controlar los valores de las tensiones de salida tanto de la máquina como de la red. Para ello, se crean los controladores directamente en Simulink y se buscan los valores de los controles PI que serán utilizados en el proceso.

6.1. CONTROLADOR DEL LADO DE LA MÁQUINA

El convertidor del lado de la máquina regula la potencia activa y la velocidad del generador PMSG tal y como se ha explicado en el apartado 4.1.3 de la memoria. El esquema de bloques del sistema de control del MSC se presenta en la Figura 6-1.

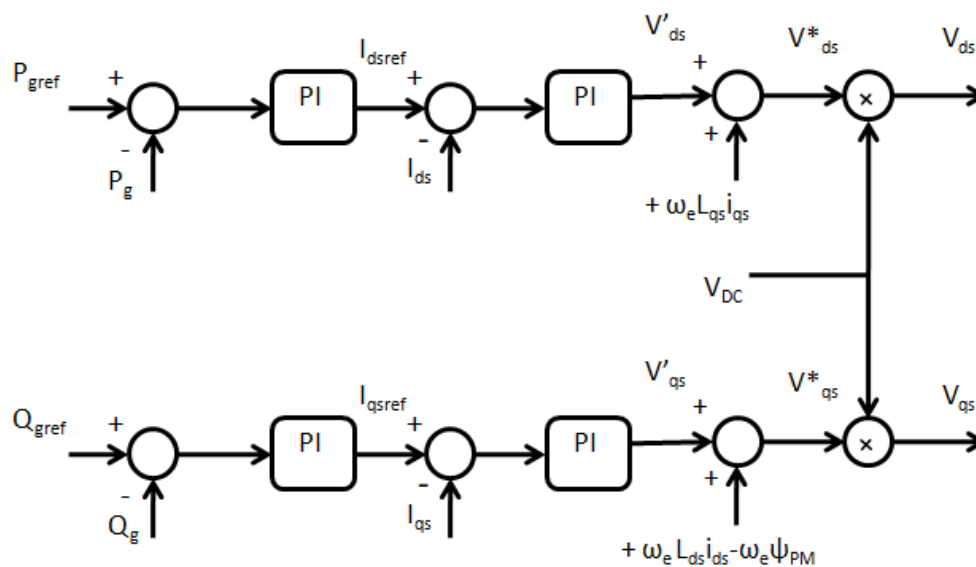


Figura 6-1: Esquema de bloques del controlador del lado de la máquina [Fuente propia].

Para dicho control se fija como potencia activa de referencia la obtenida del parque a una velocidad del viento de 13m/s; es decir, 3.631. En el caso de la potencia reactiva, se fija su valor de referencia en 0; esto provoca que la corriente de referencia i_{qsref} sea 0 y por lo tanto no se necesite el PI que se encuentra entre los dos puntos.

Tras los dos PI-s que se encuentran en cada fila del controlador, se encuentran los desacoplos. Las variables de estado del PMSG están acopladas de forma cruzada porque en las ecuaciones (5.8) y (5.9), la derivada de la corriente del estator del eje d (i_{sd}) está relacionada con las variables del eje d y q, al igual que la corriente del estator del eje q (i_{sq}). Para resolver estos problemas, las señales de desacoplamiento se añaden a las señales de salida del PI, como se muestra en la Fig. 3. Las señales resultantes, v_{sd}^* y v_{sq}^* , son las tensiones de referencia del eje dq para el control. Al multiplicar dichos valores por V_{dc} , se obtienen los valores controlados de V_{sd} y V_{sq} ; los cuales se introducirán en el modelo de Simulink como entradas.

6.1.1. Funcionamiento de los controladores proporcionales integrales (PI)

Un controlador PID es un elemento de transferencia de un sistema de control de bucle cerrado que consta de tres partes, la proporcional (P), la integral (I) y la derivativa (D). En este caso, no existe elemento derivativo por lo que se le llama PI. Un esquema simplificado de un controlador PI puede ser el de la Figura 6-2: teniendo en cuenta que la parcela derivativa se definiría en cero.

Durante el proceso de control se definirán unos valores para P e I por tanteo, que al introducirlos en los bloques PI de Simulink, se definirán como $K_p=P$ y $K_i=I/P$. Los valores de los controladores estarán definidos cuando se obtengan los valores deseados para V_{sd} y V_{sq} tras el control.

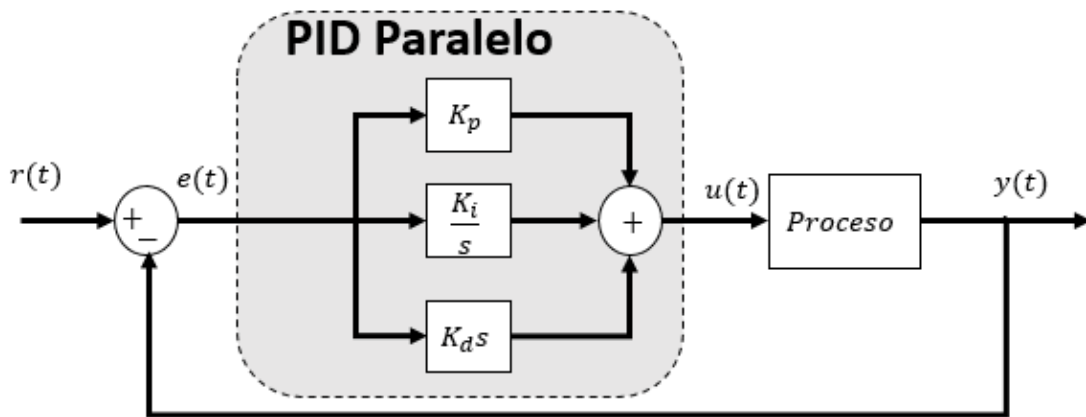


Figura 6-2: Esquema de un controlador PID[28].

Este tipo de controlador será el utilizado para el control de las tensiones de la máquina. Para ello, se analiza la relación entre los parámetros de cada fila del controlador de la Figura 6-1.

La función de transferencia de la tensión del estator a la corriente del estator se aproxima a:

$$\left[\frac{I_{sd}(s)}{V'_{sd}(s)} \frac{I_{sq}(s)}{V'_{sq}(s)} \right] = \left[\frac{1}{R_s + s(L_{sd}/\omega_b)} \frac{1}{R_s + s(L_{sq}/\omega_b)} \right]^T \quad (6.1)$$

Del mismo modo, la función de transferencia de la corriente del estator a la potencia reactiva y activa se aproxima como

$$\left[\frac{P_s(s)}{I_{sd}(s)} \frac{Q_s(s)}{I_{sq}(s)} \right] = \left[R_s + s \left(\frac{L_{sd}}{\omega_b} \right) R_s + s \left(\frac{L_{sq}}{\omega_b} \right) \right]^T \quad (6.2)$$

Estas serán las funciones de transferencia aplicadas en los lazos de los PIs que se muestran en la Figura 6-3: y Figura 6-4:.

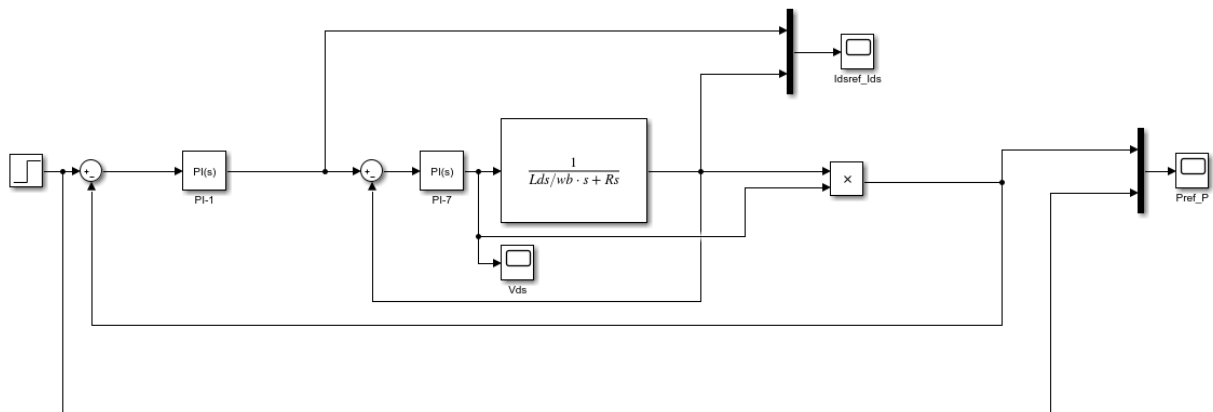


Figura 6-3: Esquema en Simulink del lazo de control de Vsd.

El lazo que controla Vsd está en la Figura 6-3; donde se puede observar el mismo funcionamiento que en el control de Vsd en la Figura 6-1. En este caso, se trata de un lazo cerrado que se ha creado a parte de la PMSG para probar el correcto funcionamiento del esquema y obtener los valores de los elementos Kp y Ki de los controladores PI.

La Figura 6-4: muestra el lazo cerrado creado para el control de Vsq.

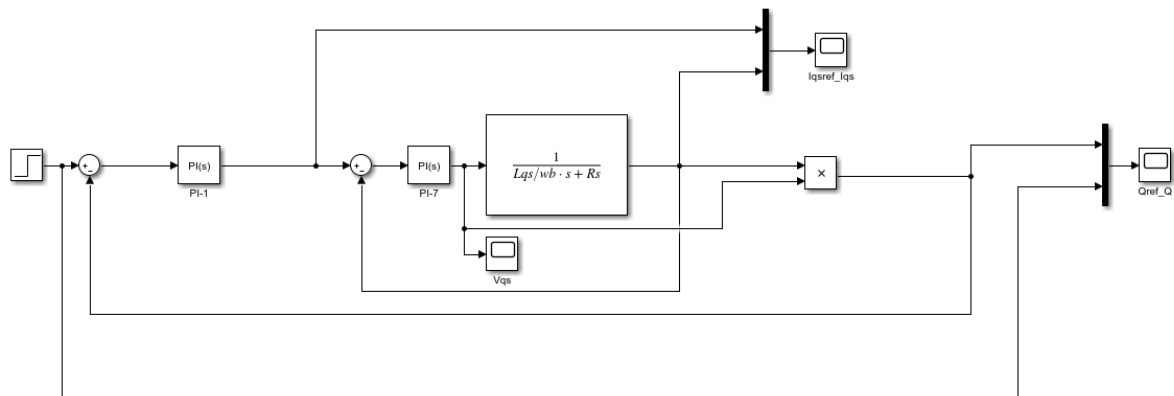


Figura 6-4: Esquema en Simulink del lazo de control de Vsq.

6.1.2. Modelo del controlador del lado de la máquina

El modelo utilizado en Simulink para el control completo de la máquina es el de la Figura 6-5:. En dicho modelo se ha incorporado el control de la máquina en el sistema existente y se utilizan los valores de Vsd y Vsq obtenidos como entradas en la S-function. Para ello, se ha modificado la función para que las entradas de tensión de la máquina sean en los ejes d y q. Dichos cambios se realizan en la S-function del ANEXO 4.

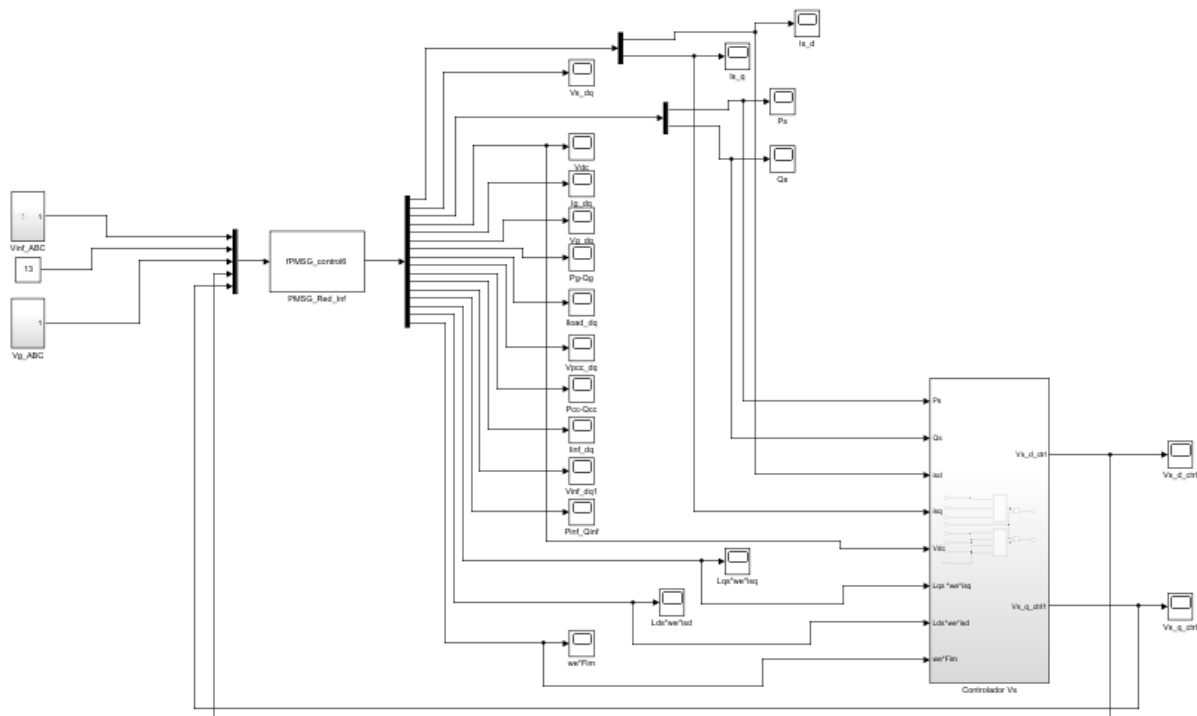


Figura 6-5: Modelo completo de la PMSG unida a la red con el control de las tensiones de la máquina

Dentro del subsistema “Controlador Vs” se observa lo siguiente:

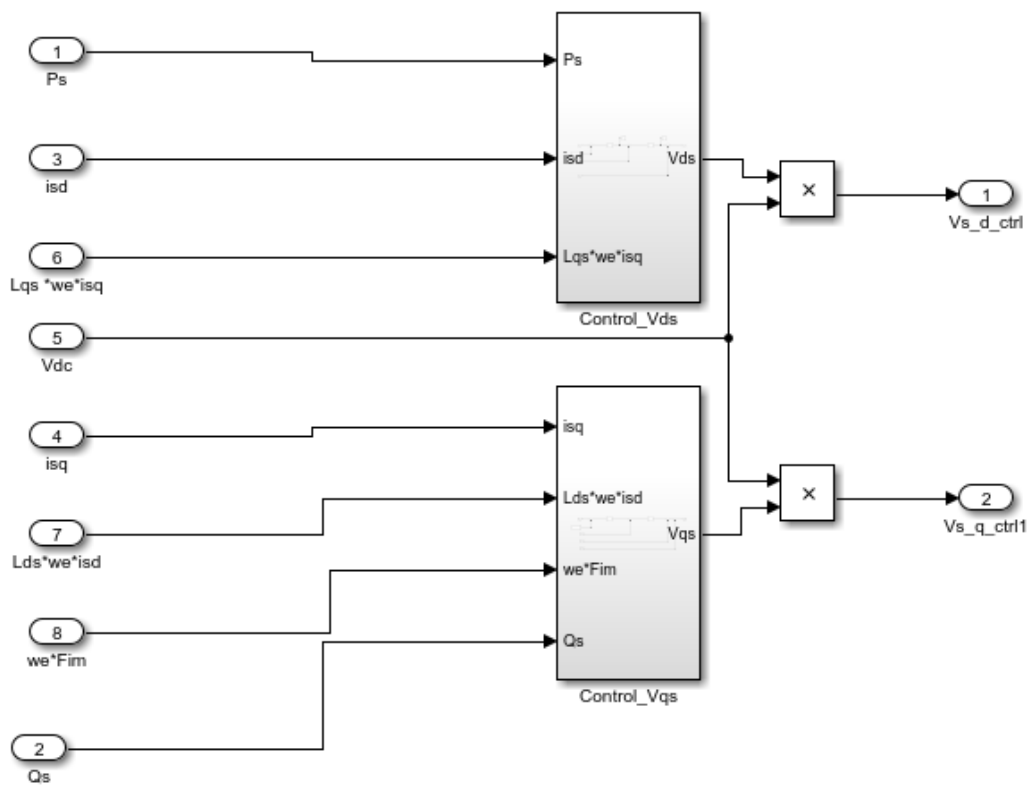


Figura 6-6: Esquema de control de Vsd y Vsq

Dentro de cada subsistema “Control_Vds” y “Control_Vqs” en la figura superior se encuentran los esquemas de control las tensiones en eje directo (Figura 6-7:) y en cuadratura (Figura 6-8:).

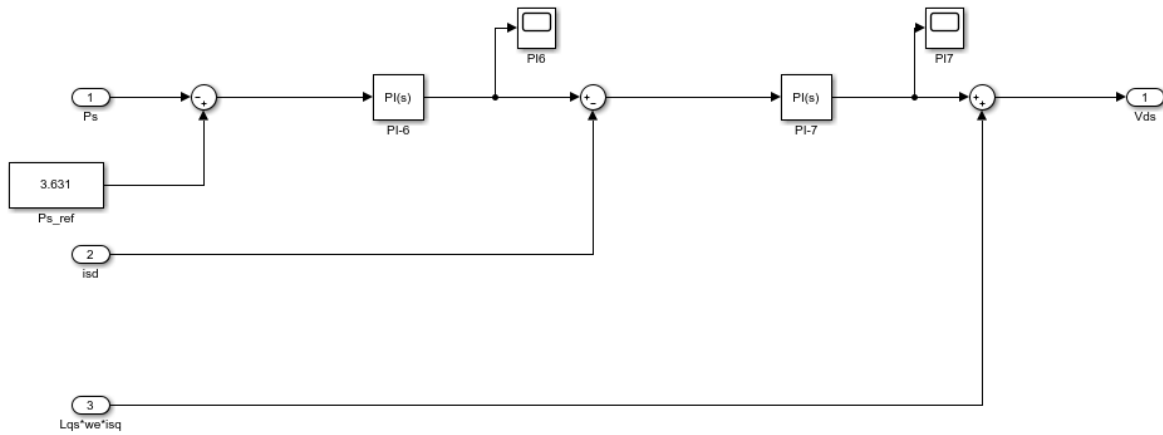


Figura 6-7: Esquema de control de Vsd*

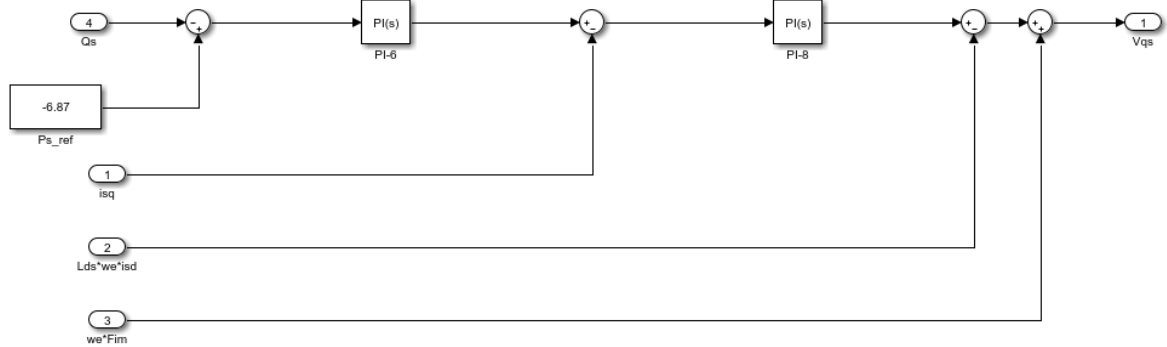


Figura 6-8: Esquema de control de Vsq*

Tras el montaje de dichos esquemas, se ha controlado cada PI para obtener los resultados más exactos posibles.

6.1.3. Cálculo de los PI-s

El cálculo de los elementos de los PI-s se ha realizado a partir de las funciones de transferencia de la ecuación (6.1) y (6.2).

La forma de la función de transferencia $G(s)$ que relaciona la intensidad y la tensión en el eje directo será la siguiente:

$$G(s) = \frac{1}{Rs + s(L_{sd}/\omega_b)}$$

A dicha función, se le añade un PI en lazo cerrado como se puede ver en la Figura 6-9:.

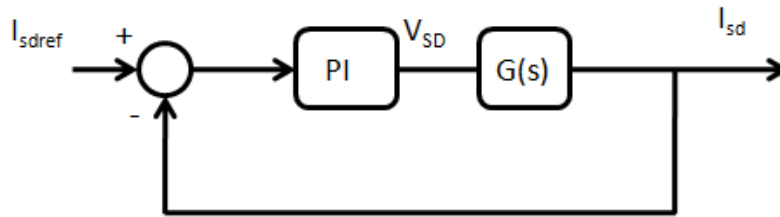


Figura 6-9: Esquema de un control PI en lazo cerrado [Fuente propia].

Por lo tanto, siendo la función de transferencia del PI ($G(c)$) la siguiente:

$$G(c) = Kp \frac{s + \alpha}{s}$$

Tras conseguir la función completa en lazo cerrado, se debe linealizar el resultado hasta obtener la siguiente forma:

$$G(s) = \frac{K}{s^2 + 2\omega_{nd}\zeta s + \omega_{nd}^2}$$

Dicha función de transferencia en lazo cerrado se obtendrá de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} FT &= \frac{Kp \frac{s+\alpha}{s} * \frac{1}{Rs+s(L_{sd}/\omega_b)}}{1 + Kp \frac{s+\alpha}{s} * \frac{1}{Rs+s(L_{sd}/\omega_b)}} = \frac{Kp(s + \alpha)}{s(Rs + s(L_{sd}/\omega_b)) + Kp(s + \alpha)} = \\ &= \frac{Kp(s + \alpha)}{\frac{L_{sd}}{\omega_b} s^2 + s(Kp + Rs) + Kp\alpha} = \frac{\frac{Kp(s+\alpha)}{L_{sd}/\omega_b}}{s^2 + s \frac{Kp+Rs}{L_{sd}/\omega_b} + \frac{Kp\alpha}{L_{sd}/\omega_b}} \end{aligned}$$

Por lo tanto, se puede decir que:

$$s \frac{Kp+Rs}{L_{sd}/\omega_b} = 2\omega_{nd}\zeta s \quad \text{y} \quad \frac{Kp\alpha}{L_{sd}/\omega_b} = \omega_{nd}^2$$

Sabiendo que: $\alpha = Ki/Kp$

Para calcular los valores Kp y Ki mencionados anteriormente, se ha fijado el tiempo de establecimiento (t_{ss}) en 0.0012s y el factor de amortiguamiento (ζ) en 54.93 rad^{-1} .

De éste modo, utilizando la siguiente ecuación, será posible calcular el valor de los elementos proporcional e integral del controlador.

$$t_{ss} = \frac{4}{\zeta * \omega_{nd}} \rightarrow \omega_{nd} = \frac{4}{\zeta * t_{ss}} = \frac{4}{54.94 * 0.0012} = 58.66 \frac{\text{rad}}{\text{s}} \quad (3.51)$$

Por lo que,

$$s \frac{Kp + Rs}{L_{sd}/\omega_b} = 2\omega_{nd}\zeta s \rightarrow Kp = 2\omega_{nd}\zeta * \frac{L_{sd}}{\omega_b} - Rs$$

$$Kp = 2 * 58.66 * 54.94 * \frac{1.05}{314.1593} - 0.042 \approx \mathbf{21.5} = P$$

Y,

$$\frac{Kp\alpha}{L_{sd}/\omega_b} = \omega_{nd}^2 \rightarrow \alpha = \frac{\omega_{nd}^2 * L_{sd}/\omega_b}{Kp}$$

$$\alpha = \frac{58.66^2 * \frac{1.05}{314.1593}}{21.5} = 0.5722$$

$$\alpha = Ki = \frac{I}{P} \rightarrow I = \alpha * P = 0.5722 * 21.5 \approx \mathbf{11.5}$$

Estos serán los valores del PI de la ecuación (6.1). En el caso de la ecuación (6.2), el proceso será el mismo, teniendo en cuenta que en este caso la función de transferencia G(s) será:

$$G(s) = R_s + s \left(\frac{L_{sd}}{\omega_b} \right)$$

Al poner un PI en lazo cerrado, la función tendrá la siguiente forma:

$$FT = \frac{\frac{Kp(s+\alpha)(Rs\omega_b+sL_{sd})}{L_{sd}Kp}}{s^2 + s \frac{\omega_b + KpRs\omega_b + Kp\alpha L_{sd}}{L_{sd}Kp} + \frac{\alpha Rs\omega_b}{L_{sd}}}$$

Por lo tanto,

$$\omega_{nd}^2 = \frac{\alpha Rs\omega_b}{L_{sd}} \quad 2\omega_{nd}\zeta s = s \frac{\omega_b + KpRs\omega_b + Kp\alpha L_{sd}}{L_{sd}Kp}$$

En este segundo caso, se han fijado los siguientes valores para el tiempo de establecimiento y el factor de amortiguamiento:

$$t_{ss} = 0.0074s$$

$$\zeta = 23.38 \text{ rad}^{-1}$$

$$\omega_{nd} = \frac{4}{t_{ss} * \zeta} = 23.25 \frac{\text{rad}}{s}$$

De donde se obtiene que:

$$\omega_{nd}^2 = \frac{\alpha Rs\omega_b}{L_{sd}} \rightarrow \alpha = \frac{\omega_{nd}^2 * L_{sd}}{Rs * \omega_b} = 43.034$$

$$2\omega_{nd}\zeta s = s \frac{\omega_b + KpRs\omega_b + Kp\alpha L_{sd}}{L_{sd}Kp} \rightarrow Kp = 0.29 = P$$

$$I = P * \alpha = 12.48$$

Con estos valores, es posible controlar la tensión en eje directo de la máquina.

6.1.4. Resultados

Debido a la dificultad del modelo para trabajar con los acoplamientos, existe un problema a la hora de implementar los controladores directamente en el modelo. Para evitar este problema, se utilizan los lazos ideales de la Figura 6-3: y la Figura 6-4: introduciendo en ellos los valores de Kp y Ki de los controladores.

De este modo y teniendo en cuenta que los valores de los controladores PI-s de la tensión en eje directo de la máquina son los siguientes:

$$Kpd_{p/I} = 0.29 \quad \text{y} \quad Kid_{p/I} = 12.48/0.29$$

$$Kpd_{v/I} = 21.5 \quad \text{y} \quad Kid_{v/I} = 11.5/21.5$$

El valor obtenido de la Simulación del modelo ideal es Vsdctrl=0.175, como se puede ver en la Figura 6-10:.



Figura 6-10: Simulación del control de Vsd.

Lo mismo ocurre en el caso de V_{sq} , los valores introducidos para el control de los PI-s serán los mismos que para el caso de V_{sd} , pero, al haber introducido 0 como valor de referencia de la potencia reactiva, al simularlo se obtiene que el valor controlado de V_{sq} ($V_{sq_{ctrl}}$) será 0.

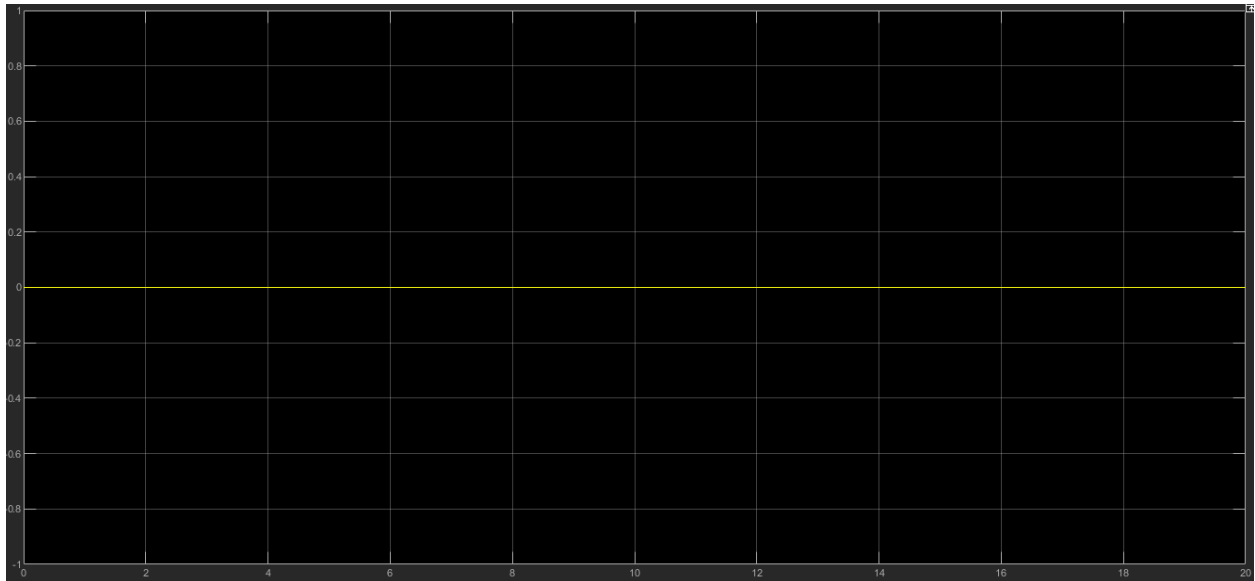


Figura 6-11: Simulación del control de V_{sq} .

6.2. CONTROLADOR DEL LADO DE LA RED

El control de la tensión de la red, se puede definir en dos controles diferentes; el control de la tensión en el condensador de la electrónica de potencia, y el control de la tensión de la red.

6.2.1. Control de V_{dc}

El controlador de la unión DC regula la tensión del condensador llevándola al valor de referencia $V_{DCref}=800/V_{sb}$, y emite la consigna de potencia activa P_{Sref} necesaria en (6.45). La Fig. 8 muestra el modelo de dc-link con su controlador PI7.

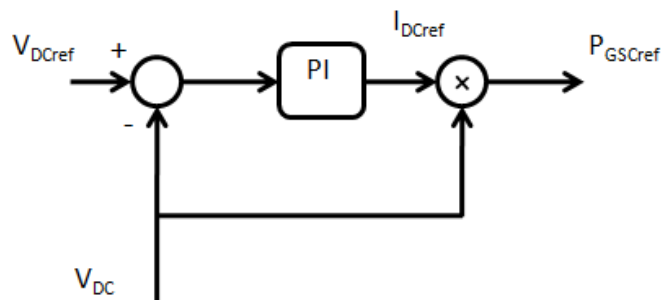


Figura 6-12: Esquema del controlador de V_{DC} [Fuente propia].

Se puede calcular y comprobar el valor de salida de la potencia activa de referencia como:

$$P_{Sref} = V_{DC} * i_{DCref} \quad (6.3)$$

6.2.2. Control de V_g

Las entradas al controlador del lado de la red son los valores de consigna de las corrientes que fluyen hacia la red a través del VSC. Los valores de consigna de las corrientes de entrada se calculan mediante los comandos de potencia activa y reactiva $P_{set s}$ y $Q_{set g}$ de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} I_{gqref} \\ I_{gdref} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{gq} & V_{gd} \\ -V_{gd} & V_{gq} \end{bmatrix}^{-1} * \begin{bmatrix} P_{Sref} \\ Q_{Sref} \end{bmatrix} \quad (6.45)$$

Donde, P_{Sref} y Q_{Sref} son los valores de consigna de los comandos de potencia activa y reactiva. El valor de P_{Sref} lo proporciona el controlador de enlace de corriente continua (Figura 6-12:), que determina el flujo de potencia activa y regula la tensión de enlace de corriente continua llevándola a un valor de referencia constante.

Obtenidos los valores de I_{gdref} y I_{gqref} , se puede implementar el controlador de la tensión del lado de la red que se muestra en la Figura 6-13:.

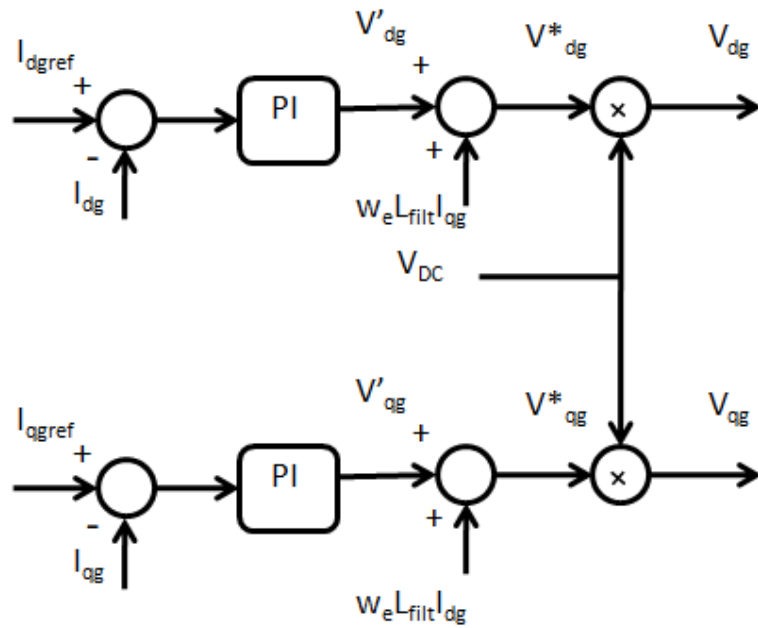


Figura 6-13: Esquema de control de la tensión del lado de la red [Fuente propia].

Los lazos ideales de los controles mostrados serían los siguientes:

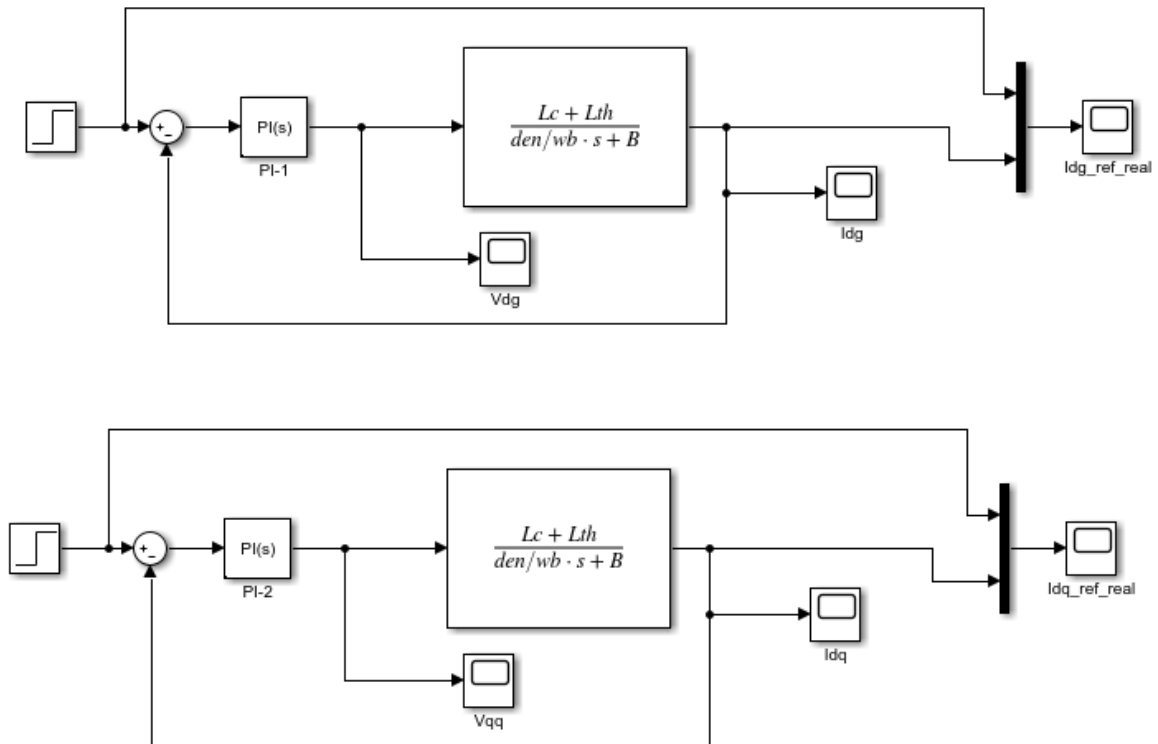


Figura 6-14: Lazos ideales para los controles de las tensiones de la red.

Se controlarán los PI-s mostrados en la figura anterior, y las salidas de las tensiones se introducirán en la función como entradas creando un bucle como en el caso anterior.

6.2.3. Modelo del controlador del lado de la red

El modelo utilizado en Simulink para generar el control de la tensión de la red, se divide en dos partes. Por un lado, la Figura 6-15: muestra el primer control, el de la tensión del cable de corriente continua.

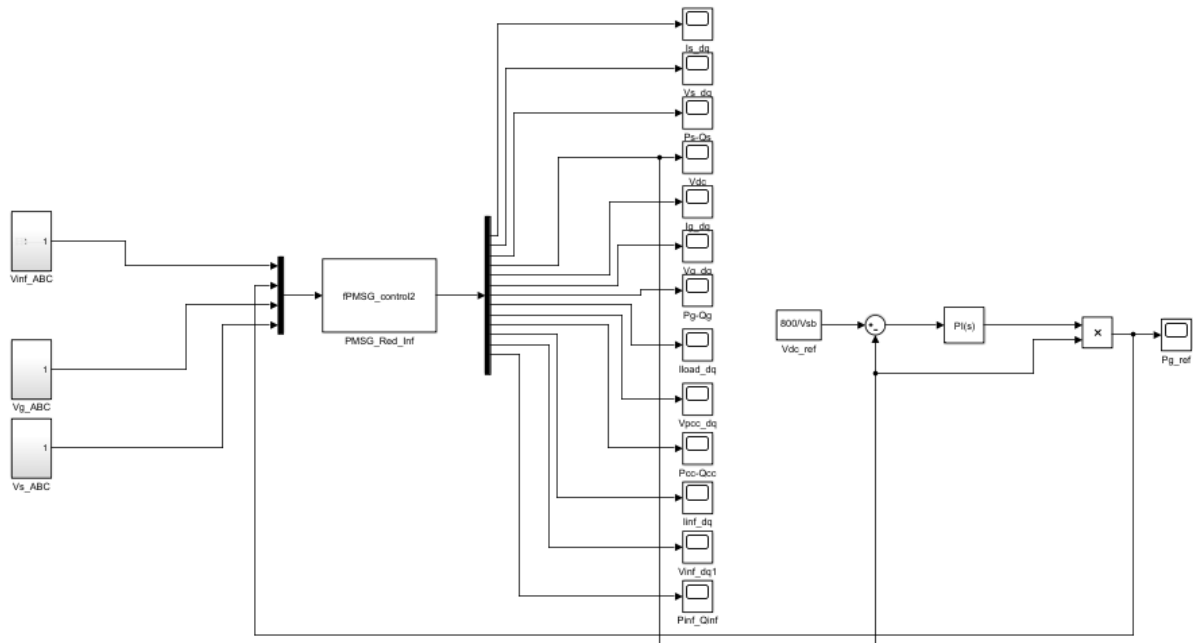


Figura 6-15: Esquema en Simulink del control de V_{DC} .

En el esquema, se define el valor de referencia de V_{DC} como $800/V_{sb}$, este valor es comparado con el valor simulado de V_{DC} y pasa por un controlador PI. Tras su control, se multiplica por V_{DC} de donde se obtiene el valor de referencia de la potencia activa de la red. Este valor, es introducido en la función como entrada.

Después de controlar el valor de V_{DC} , se puede realizar el control de las tensiones inyectadas en la red como se ve en la Figura 6-16:.

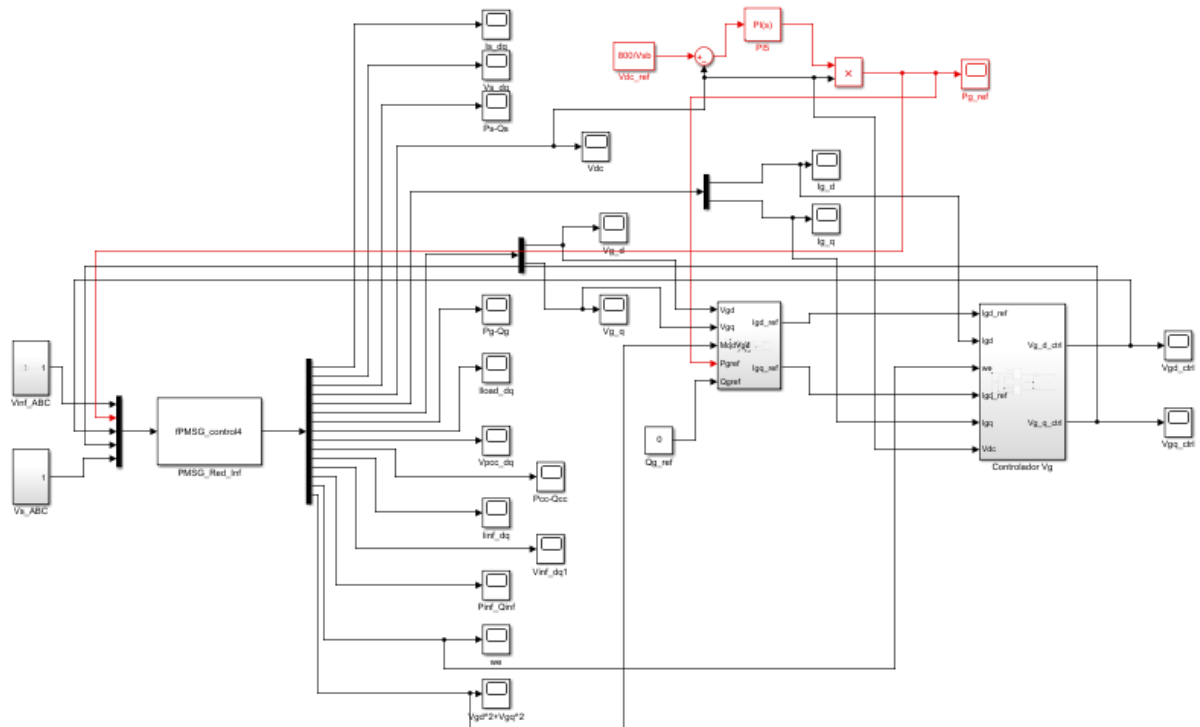


Figura 6-16: Esquema en Simulink del control del lado de la red.

En la imagen, se puede ver de color rojo el controlador generado para el VDC y el resto será para controlar las tensiones. El primer bloque, corresponde a la ecuación (6.45) y se muestra en la F_. El bloque está dispuesto de un comparador que hace que cuando el módulo de las tensiones sea cero, la salida sea $1 \cdot 10^{-6}$.

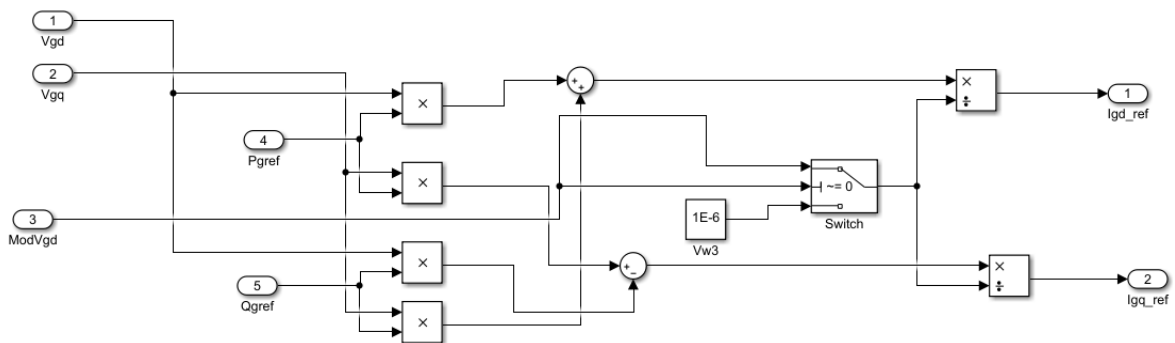


Figura 6-17: Esquema de bloques para la ecuación (6.45).

El bloque más grande de la Figura 6-16., corresponde al controlador explicado en la Figura 6-13: y tiene la siguiente forma:

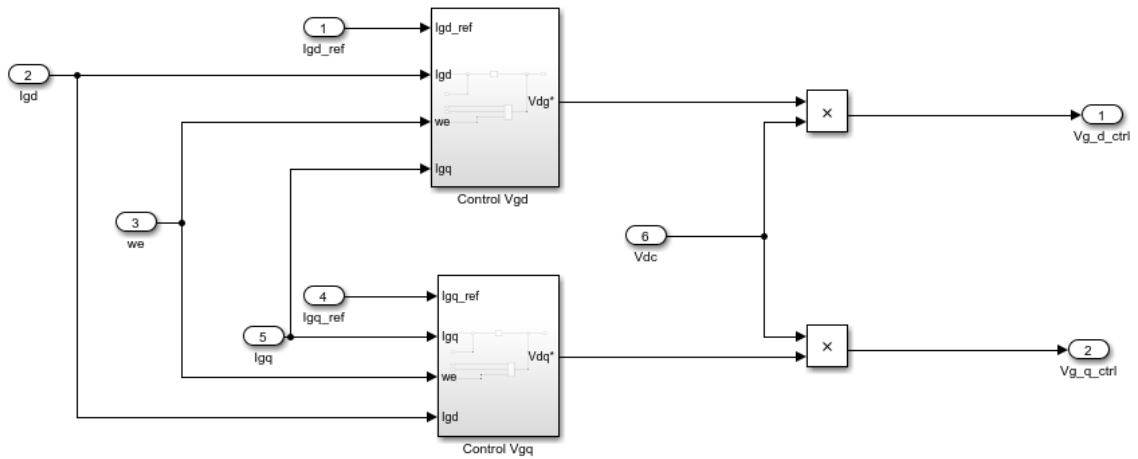


Figura 6-18: Esquema de control de Vgd y Vdq.

Como se puede observar, la Figura consta de dos partes. La primera, corresponde al control de Vgd*.

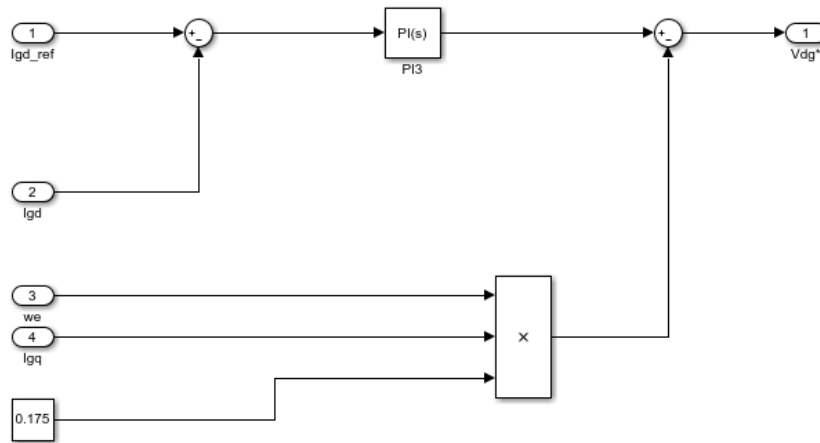


Figura 6-19: Esquema de control de Vgd*.

Y el otro corresponde al control de Vdq*.

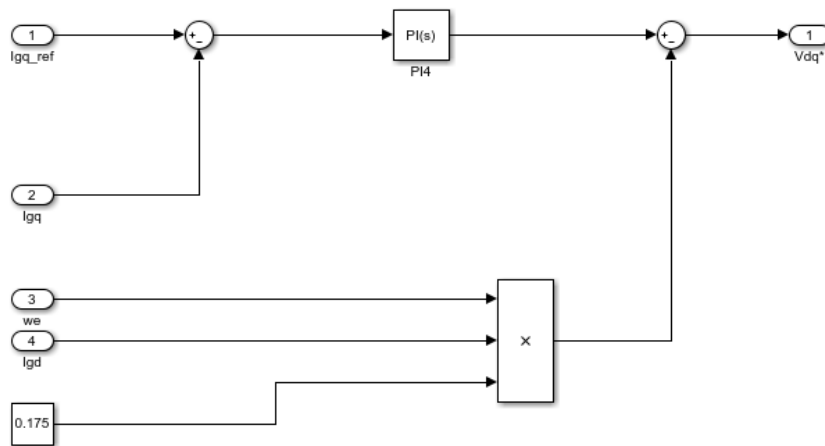


Figura 6-20: Esquema de control de Vdq*.

6.2.4. Cálculo de los PI-s

Siguiendo el ejemplo del caso anterior, se van a calcular los valores de Kp y Ki para la tensión en eje directo inyectada a la red.

Para ello, se parte de la ecuación (5.41) que tiene la siguiente forma:

$$\frac{di_{gd}}{dt} = \omega_b * \left[\frac{L_{load} * (v_{gd} - v_{\infty d} - R_T * i_{gd} + R_{Th} * i_{dload} + L_T * \omega_s * i_{gq})}{-L_{Th}^2 + L_T * L_{Th} + L_{load} * L_T} + \frac{L_{Th} * (v_{gd} + (R_{Th} - R_T) * i_{gd} - R_{load} * i_{dload} - (L_{Th} - L_T) * \omega_s * i_{gq})}{-L_{Th}^2 + L_T * L_{Th} + L_{load} * L_T} \right]$$

Para simplificar los cálculos se define que:

$$den = -L_{Th}^2 + L_T * L_{Th} + L_{load} * L_T$$

$$B = L_{load} * R_T - L_{Th}(R_{Th} - R_T)$$

La función de transferencia de la ecuación (3.41) sin amortiguamiento y separando los elementos que multiplican a i_{gd} sería:

$$\frac{den}{\omega_b} * \frac{di_{gd}}{dt} + [L_{load} * R_T - L_{Th}(R_{Th} - R_T)] * i_{gd} = (L_{load} + L_{Th}) * v_{gd} - L_{load} * v_{\infty d}$$

La cual, en el espacio de Laplace sería:

$$s \left(\frac{den}{\omega_b} + B \right) i_{gd} = (L_{load} + L_{Th}) * v_{gd} \rightarrow \frac{i_{gd}}{v_{gd}} = \frac{(L_{load} + L_{Th})}{s \left(\frac{den}{\omega_b} + B \right)}$$

Por lo tanto, la función de transferencia G(s) que relaciona la tensión y la intensidad en el eje directo inyectadas a la red será:

$$G(s) = \frac{(L_{load} + L_{Th})}{s \left(\frac{den}{\omega_b} + B \right)}$$

Añadiéndole un PI y linealizando la función se obtiene:

$$FT = \frac{Kp * \frac{s+\alpha}{den/\omega_b} * (L_{load} + L_{Th})}{s^2 + s \frac{B+Kp(L_{load}+L_{Th})}{den/\omega_b} + \frac{Kp\alpha(L_{load}+L_{Th})}{den/\omega_b}}$$

Donde:

$$s \frac{B+Kp(L_{load}+L_{Th})}{den/\omega_b} = 2\omega_{nd}\zeta s \quad y \quad \omega_{nd}^2 = \frac{Kp\alpha(L_{load}+L_{Th})}{den/\omega_b}$$

Se han establecido los siguientes valores:

$$t_{ss} = 0.005s$$

$$\zeta = 1 \text{ rad}^{-1}$$

$$\omega_{nd} = \frac{4}{t_{ss} * \zeta} = 800 \frac{\text{rad}}{s}$$

De donde se obtiene que:

$$Kp = \frac{(2\omega_{nd}\zeta * den/\omega_b) - B}{L_{load} + L_{Th}} = 1.4527$$

$$\alpha = \frac{\omega_{nd}^2 * den/\omega_b}{Kp * (L_{load} + L_{Th})} = 405.5647$$

$$Ki = Kp * \alpha = 589.1738$$

De este modo, queda controlada la tensión inyectada en la red del eje “d”.

6.2.5. Resultados

Primero, se han calculado los valores de Kp y Ki de V_{DC} obteniendo los siguientes valores:

$$Kp_{DC} = 0.9544 \quad \text{y} \quad Ki_{DC} = 7$$

Con dichos valores, se ha controlado la salida de V_{DC} estabilizándola en el valor de referencia introducido que era 2.0082. El resultado puede verse en la Figura 6-21:.



Figura 6-21: Simulación controlada de Vdc.

Por otro lado, como se puede ver en el apartado 6.2.4, los valores de K_p y K_i obtenidos para el control de V_{gd} son los siguientes:

$$K_{p_{V_{gd}}} = 1.4527 \quad \text{y} \quad K_{i_{V_{gd}}} = 589.1738$$

Incluyendo estos valores en el modelo, se presenta el mismo problema que en el caso de la tensión de la máquina. Para estabilizar y controlar correctamente los valores, los acoplamientos producen grandes perturbaciones que entorpecen los resultados y exigen una afinación muy exacta de los valores de los PI-s. Debido a este problema, se han Simulado los casos ideales de dichos controles que son los de la Figura 6-14:.

La Simulación se ha realizado tanto para una red robusta como para una red débil realizando cambios en los valores de resistencia e inductancia de Thévenin y se analizarán los cambios que se producen e las simulaciones.

6.2.5.1. Simulación en una red robusta

Para empezar, se realizará el análisis manteniendo los valores de la resistencia e impedancia de Thévenin muy cercanos a cero, tal y como se encuentran en el ANEXO 1.

$$R_{th} = 1 \cdot 10^{-5}$$

$$L_{th} = 1 \cdot 10^{-5}$$

Con ello, la red es robusta en el punto de Conexión de la carga y se tiene que $V_{cc} = V_{inf}$.

Introduciendo los valores de K_p y K_i en dichos controladores ideales, se obtiene que el valor en el que se establece la tensión en eje directo inyectada en la red es 2.08 como se puede ver en la Figura 6-22:.

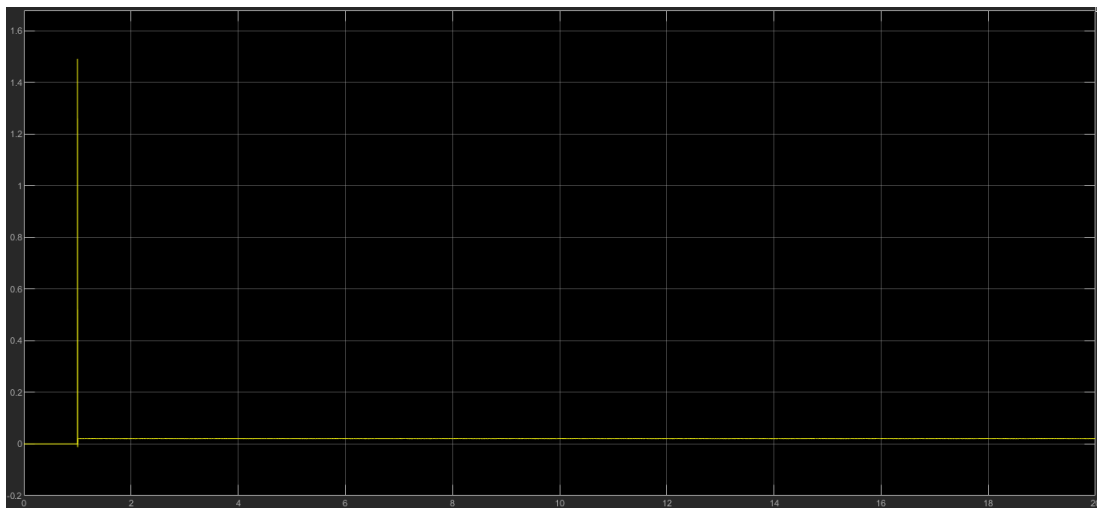
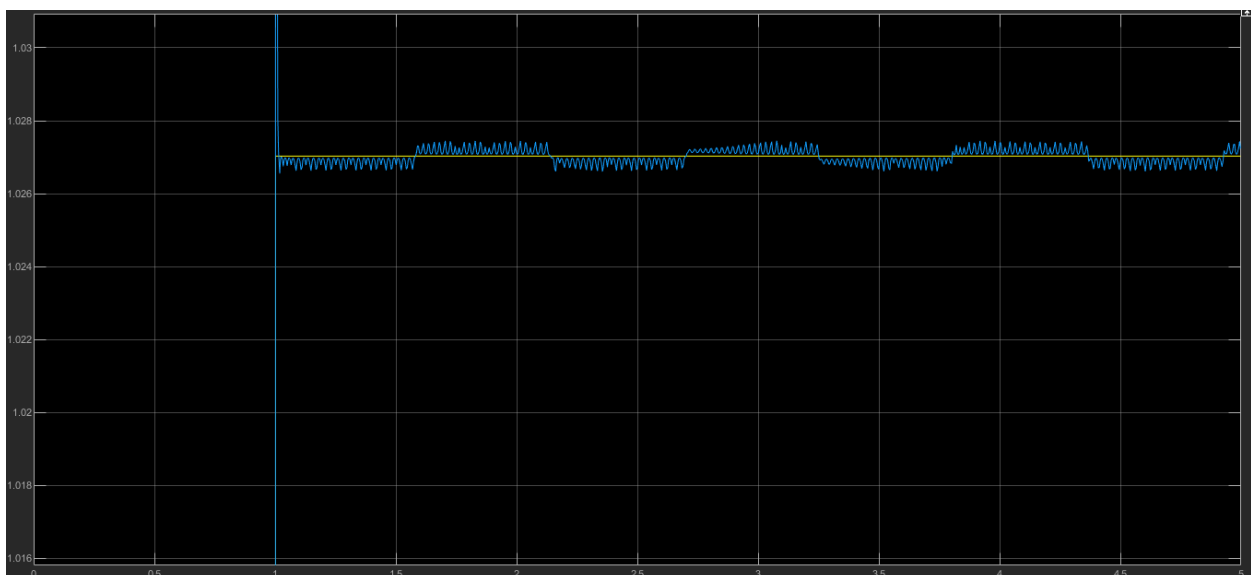


Figura 6-22: Simulación de V_{gd} controlado.

Por otro lado, introduciendo los mismos valores en el control de V_{gq} , el resultado se estabilizará en 3.91.

Figura 6-23: Simulación de V_{gq} controlado.

También se pueden ver los valores de la corriente en ejes directo y de cuadratura, que se han controlado junto con la tensión. En el caso de la corriente en eje d, se ha introducido 1.027 como valor de referencia, ya que es el obtenido en el apartado 5.4.3.1 y se obtiene lo siguiente:

Figura 6-24: Simulación del control de i_{gd} para los valores iniciales de R_{Th} y L_{Th} .

Es visible que aun con muchas perturbaciones, el valor de i_{gd} se estabiliza en el valor de referencia establecido.

Para el caso de i_{gq} , el valor de referencia introducido es 1.943 como en el apartado mencionado anteriormente y el resultado obtenido es:

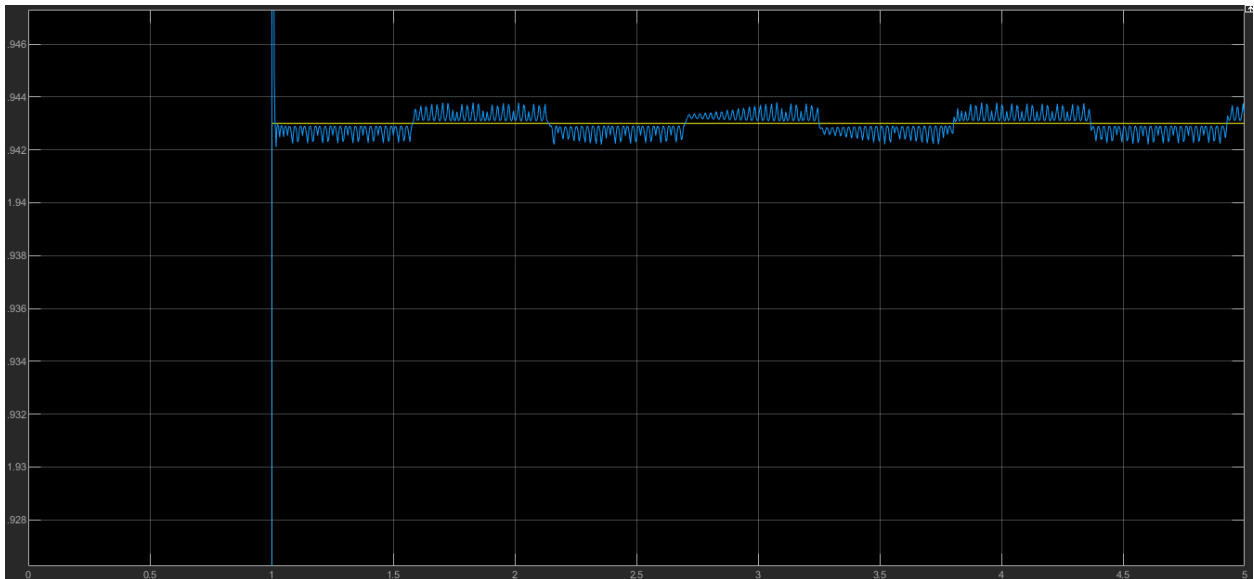


Figura 6-25: Simulación del control de igd para los valores iniciales de RTh y LTh.

Al igual que en el caso anterior, aunque con muchas perturbaciones, el valor intenta estabilizarse en el de referencia introducido.

6.2.5.2. Simulación en una red débil

La debilidad de la red se ha modelizado por medio de los valores de Z_{th} de la Figura 5-14, como en los casos del apartado **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** En este caso se realiza una segunda simulación utilizando un valor diez veces mayor en dichos parámetros. Por lo tanto R_{th} y L_{th} serían $1 \cdot 10^{-4}$. Introduciendo estos valores en el modelo se obtiene lo siguiente:

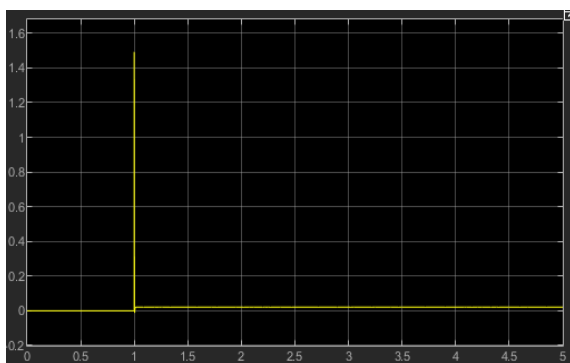


Figura 6-26: Simulación de Vgd controlado cambiando RTh y LTh.

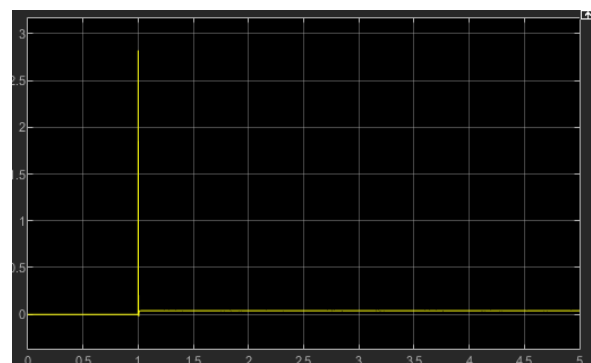


Figura 6-27: Simulación de Vgq controlado cambiando RTh y LTh.

Los valores de las tensiones no sufren ningún cambio. En el caso de las corrientes, el cambio es bastante visible en las simulaciones. Aumentan las perturbaciones y su valor se mantiene justo

por debajo del valor de referencia establecido. Los cambios mencionados se pueden ver en las siguientes Figuras.

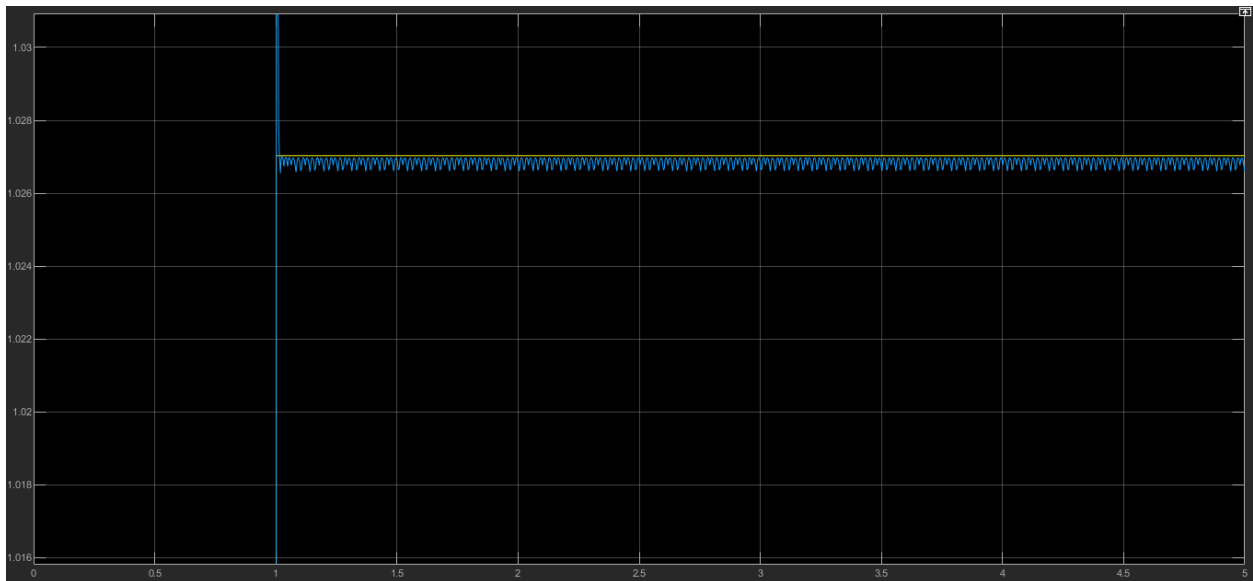


Figura 6-28: Simulación de I_{gd} controlado cambiando R_{Th} y L_{Th} .

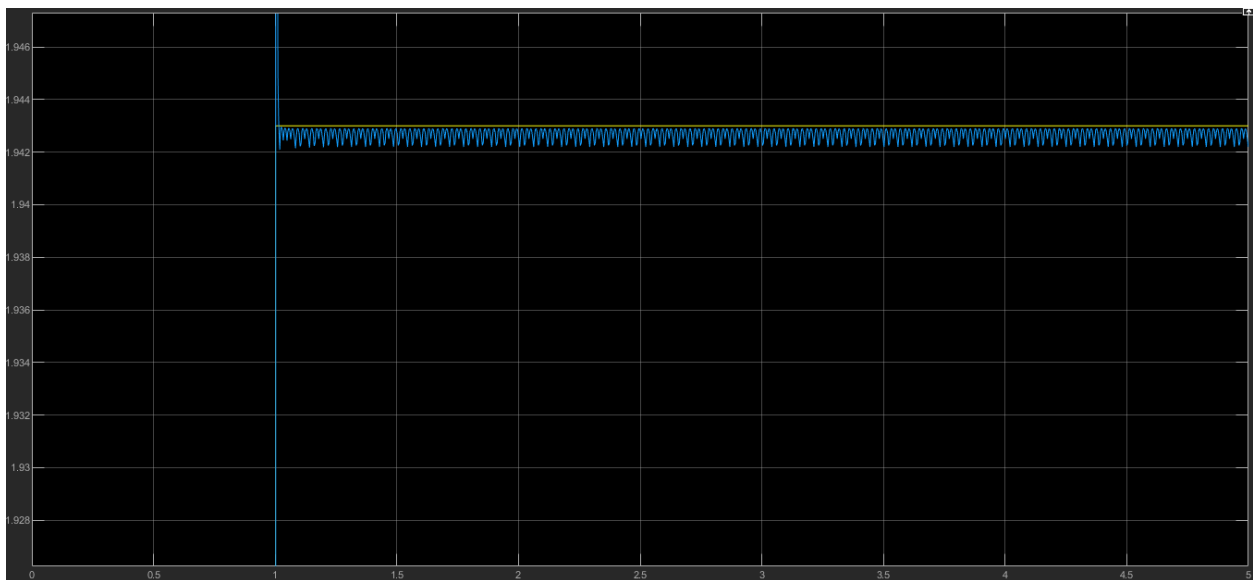


Figura 6-29: Simulación de I_{gg} controlado cambiando R_{Th} y L_{Th} .

7. CONCLUSIONES

En el presente trabajo se ha estudiado el modelado y la electrónica de potencia de una máquina síncrona de imán permanente (PMSG) conectada a la red, para poder observar sus efectos al conectarla a una red débil. El estudio se ha realizado mediante el uso de S-functions de Matlab y sus respectivos bloques de Simulink.

El modelado desarrollado se ha utilizado en este trabajo para unas condiciones fijas como por ejemplo la velocidad del viento que es la que establece la potencia generada de la máquina. Aún así es posible utilizar este modelo para diferentes condiciones cambiando los parámetros. Este hecho se ha utilizado por ejemplo para las simulaciones de la máquina en redes débiles o robustas.

Para poder cambiar el tipo de red, se han calculado las ecuaciones diferenciales de la red, para poder incluir la carga local y por lo tanto, con tan solo cambiar los valores de la resistencia e impedancia de Thévenin. De este modo, se ha deducido que una red robusta (con unos valores de Thévenin muy bajos) no sufre tantas perturbaciones en los valores que se inyectan a la red y su estabilización es más rápida. Por el contrario, una red débil necesita más tiempo de estabilización, sus perturbaciones aumentan y en el caso de las corrientes controladas de la red del apartado 6.2.5.2 no consiguen estabilizarse por completo en el valor de referencia establecido.

Por otro lado, en este trabajo se ha desarrollado el funcionamiento completo de los controles del lado de la máquina y de la red, aunque las simulaciones se han realizado con sus controles ideales. Esto es debido a la necesidad de profundizar más en los problemas generados por los acoplamientos de términos debido al modelo desarrollado en ejes d-q; ya que exigen mucha definición en sus controles.

En resumen, el modelo dinámico creado, simula una máquina PMSG, que puede adaptarse a diferentes estudios cambiando los valores de los parámetros como la velocidad del viento o la impedancia de Thévenin. Se ha realizado un estudio sobre las diferencias entre redes robustas y débiles que ha concluido en que las segundas tienen mayores perturbaciones y tiempos de estabilización. Por último, se presenta la dificultad de controlar el sistema debido a sus acoplamientos, lo que podría ser una futura línea de estudio.

8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] GWEC, (2021). Global Wind Report 2021.
- [2] IEA (2021), Wind Power, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/wind-power>
- [3] Wind Europe (2021). Wind energy in Europe. 2020 statistics and the outlook for 2021-2025
- [4] Tande, J. O., & Uhlen, K. (2001, June). Wind turbines in weak grids-constraints and solutions. In 16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 2001. Part 1: Contributions. CIRED.(IEE Conf. Publ No. 482) (Vol. 4, pp. 5-pp). IET.
- [5] Saqib, M. A., & Saleem, A. Z. (2015). Power-quality issues and the need for reactive-power compensation in the grid integration of wind power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 51-64.
- [6] REE. Criterios técnicos de evaluación de fortaleza de red para integración de MPE de acuerdo a la literatura técnica existente. 2019.
- [7] Short Circuit Ratio-Definition, Calculation and Significance. (2018, 13 de Julio) <https://electricalbaba.com/short-circuit-ratio-definition-calculation-significance/>
- [8] NERC. (2017). Integrating Inverter-Based Resources into Low Short Circuit Strength Systems.
- [9] Abo-Khalil, A. G. (2013). Impacts of wind farms on power system stability. Intecopen," In Muyeen, SM, Al-Durra, A., Hasanién, HM (eds.): *Wind Farm*™(InTechOpen, UK, 2013), ISBN 980-953-307-562, 9, 133.
- [10] Antonio, C. S., David, B. D., Eduardo, C. F., & Alonso, C. G. M. (2015). *Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes*. Editorial UNED.
- [11] Gajewski, P. (2015). Analysis of a wind energy converter system with pmsg generator. *Czasopismo Techniczne*, 2015(Elektrotechnika Zeszyt 1-E (8) 2015), 219-228.
- [12] Méndez Marcillo, C. X., & Segarra Vélez, J. P. (2015). Modelación de un aerogenerador de imán permanente y su controlador (Bachelor's thesis).
- [13] Mansour, M., Mansouri, M. N., Bendoukha, S., & Mimouni, M. F. (2020). A grid-connected variable-speed wind generator driving a fuzzy-controlled PMSG and associated to a flywheel energy storage system. *Electric Power Systems Research*, 180, 106137.
- [14] Wang, C. N., Lin, W. C., & Le, X. K. (2014). Modelling of a PMSG wind turbine with autonomous control. *Mathematical Problems in Engineering*, 2014.
- [15] H.W. Kim, S.S. Kim, H.S. Ko, "Modeling and control of PMSG-based variable-speed wind turbine", *Electric Power Systems Research* 80 (2010) 46–52.

- [16] Kim, Y. S., Chung, I. Y., & Moon, S. I. (2015). Tuning of the PI controller parameters of a PMSG wind turbine to improve control performance under various wind speeds. *Energies*, 8(2), 1406-1425.
- [17] Nasiri, M., Mobayen, S., Faridpak, B., Fekih, A., & Chang, A. (2020). Small-signal modeling of PMSG-based wind turbine for low voltage ride-through and artificial intelligent studies. *Energies*, 13(24), 6685.
- [18] Bouazza, F., Mohamed, M., & Abdelhamid, L. (2020). Control of Grid Connected PMSG-Based Wind Turbine System with Back-To-Back Converter Topology Using Resonant Controller. *International Journal of Mechanical and Mechatronics Engineering*, 14(5), 178-184.
- [19] Tobías-González, A., Peña-Gallardo, R., Morales-Saldaña, J., Medina-Ríos, A., & Anaya-Lara, O. (2018). A state-space model and control of a full-range PMSG wind turbine for real-time simulations. *Electrical Engineering*, 100(4), 2177-2191.
- [20] Zhao-Xia, X., Mingke, Z., Yu, H., Guerrero, J. M., & Vasquez, J. C. (2018). Coordinated primary and secondary frequency support between microgrid and weak grid. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 10(4), 1718-1730.
- [21] Errami, Y., Ouassaid, M., & Maaroufi, M. (2013). Control of a PMSG based wind energy generation system for power maximization and grid fault conditions. *Energy Procedia*, 42, 220-229.
- [22] Phankong, N., Manmai, S., Bhumkittipich, K., & Nakawiwat, P. (2013). Modeling of grid-connected with permanent magnet synchronous generator (PMSG) using voltage vector control. *Energy Procedia*, 34, 262-272.
- [23] Peña Asensio, A., Arnaltes Gómez, S., Rodríguez-Amenedo, J. L., García Plaza, M., Eloy-García Carrasco, J., & Alonso-Martínez de las Morenas, J. M. (2018). A voltage and frequency control strategy for stand-alone full converter wind energy conversion systems. *Energies*, 11(3), 474.
- [24] Hlaing, H. S., Liu, J., Bevrani, H., & Ise, T. (2020). PMSG control for a stand-alone gas engine generator using active rectifier and VSG-controlled inverter. *Energies*, 13(1), 233.
- [25] Pillay, P., & Krishnan, R. (1988). Modeling of permanent magnet motor drives. *IEEE Transactions on industrial electronics*, 35(4), 537-541.
- [26] Gajewski, Piotr & Pienkowski, Krzysztof. (2016). Advanced control of direct-driven PMSG generator in wind turbine system. *Archives of Electrical Engineering*. 65. 10.1515/aee-2016-0045.
- [27] Kundur, P. (1994) *Power System Stability and Control*, EPRI, McGraw-Hill, New York.
- [28] Control I+PD. <https://controlautomaticoeducacion.com/control-de-procesos/control-ipd/>

ANEXOS

1. ANEXO 1: PARÁMETROS UTILIZADOS EN LAS SIMULACIONES

```

% Parametros PMSG, filtro, cables, trafo, linea, carga
% Artículo Kim:
% eje de referencia síncrono dq
% Eje d alineado con flujo de estator, isd saliente positivo
% P controlada con isd - Q controlada con isq

%% Bases de estator: Artículo Kim
C=1;
F0= 50; wb=2*pi*F0;
S3b= 2000000; % 3phase VA base
Vsb= 690/sqrt(3); % RMS phase-neutral rated voltage in V
Isb= S3b/(3*Vsb);
Zsb= Vsb/Isb; % Ohm
Lsb= Zsb/wb;

% Cb= 1/Zsb/wb;
% Tb= S3b/wb;
% Jb=S3b/wb/wb;
% Vdcb=800; Idcb=S3b/Vdcb; Zdcb=Vdcb/Idcb; Ldcb=Zdcb/wb; Cdcb= 1/Zdcb/wb;
%% Parametros de máquina en pu
Rs=0.042;
Lds=1.05;
Lqs=0.75;
Fim=1.16;

H=3.525; % (MW*s)/MVA
J=H/wb; % Begiratu kundur
P=2; % Pole number
D=0;

%% Parámetros del filtro PU
Rf=0.014;
Lf=0.175;
Cdc=0.1;

%% Parámetros del Trafo PU
Rtr=0.0003;
Ltr=0.001;

%% Parámetros de la linea PU
Rl=0.0059;
Ll=0.1132;

%% Parámetros de la carga PU
% 8 MW; 1.9MVar

Pload=0.8; % 8e6/S3b esto es para valores del artículo con 5 turbinas
Qload=0.01; % 1.9e6/S3b esto es para valores del artículo con 5 turbinas
% Estacionario Vl=1|_0 Il=1|_-fi
% Rls=P/(P^2+Q^2); Xls=Q/(P^2+Q^2)
Rloadserie=Pload/(Pload^2+Qload^2)

```

```
Xloadserie=Qload/(Pload^2+Qload^2)
Rc=Rloadserie;
Xc=Xloadserie;
Lc=Xc;

%% VALORES ESTACIONARIOS
% A partir de V3dq=1|_0
Iload=1/(Rloadserie+j*Xloadserie)

%% Parámetros de Thevenin PU
Rth=0.00001;%1*10^(-5); %Antes era Rth=Rl
Lth=0.00001;%1*10^(-5); %Antes era Lth=Ll
```


2. ANEXO 2: S-FUNCTION PARA LA SIMULACIÓN DE LA MÁQUINA

```

function [sys,x0,str,ts] =
fPMSG_MAQUINA(t,x,u,flag,Rs,Lds,Lqs,Fim,Rf,Lf,C,Rtr,Ltr,Rl,Ll,Rc,Lc,Rth,Lth,H
,P,D)
% Modelo PMSG desarrollado en ejes dq síncronos: eje d coincide con flujo
% de estator ???
% Suponemos we, stator electrical angular speed
% P controlada con isd, Q controlada con isq
% Modelo de red: Eje d de la red coincide con vector Vinf ???
% wg frecuencia de la red.

% Argumentos de Entrada:
% Rs,Lds,Lqs,Fim,Rf,Lf,C,Rtr,Ltr,Rl,Ll,Rc,Lc,Rth,Lth,H,P,D
% Todas las variables son PU, lo omito
% Entradas de la funcion: Vinf, fref, Vg, Vs
% Salidas de la funcion:

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Definimos unas variables internas del bloque, que queremos que permanezcan
entre dos
% llamadas consecutivas a esta S-function
% Al declararlas como "global" son compartidas por Workspace que llama a esta
S-function
% (el propio de Simulink), y por esta S-function. Y por lo tanto, no
desaparecen al
% acabar de ejecutarse esta S-function, sino cuando finaliza la simulación

global S3b Vsb fb wb Isb Zsb Lsb RT LT Vinfb
global MatClarke invMatClarke Vinf Vg Vs SinThetag CosThetag
global FactoresAuxiliares VinfD VinfQ VgD VgQ Vsd VsQ IgD IgQ Ig IsD IsQ Is
Vabc
global ws we Ps Qs Pg Qg

%SFUNTMPL General M-file S-function template
% With M-file S-functions, you can define you own ordinary differential
% equations (ODEs), discrete system equations, and/or just about
% any type of algorithm to be used within a Simulink block diagram.
%
% The general form of an M-File S-function syntax is:
% [SYS,X0,STR,TS] = SFUNC(T,X,U,FLAG,P1,...,Pn)
%
% What is returned by SFUNC at a given point in time, T, depends on the
% value of the FLAG, the current state vector, X, and the current
% input vector, U.
%
% FLAG RESULT DESCRIPTION
% -----
% 0 [SIZES,X0,STR,TS] Initialization, return system sizes in SYS,
% initial state in X0, state ordering strings
% in STR, and sample times in TS.
% 1 DX Return continuous state derivatives in SYS.
% 2 DS Update discrete states SYS = X(n+1)
% 3 Y Return outputs in SYS.
% 4 TNEXT Return next time hit for variable step sample
% time in SYS.
% 5 Reserved for future (root finding).

```

```

% 9      []      Termination, perform any cleanup SYS=[].
%
%
% The state vectors, X and X0 consists of continuous states followed
% by discrete states.
%
% Optional parameters, P1,...,Pn can be provided to the S-function and
% used during any FLAG operation.
%
% When SFUNC is called with FLAG = 0, the following information
% should be returned:
%
%     SYS(1) = Number of continuous states.
%     SYS(2) = Number of discrete states.
%     SYS(3) = Number of outputs.
%     SYS(4) = Number of inputs.
%             Any of the first four elements in SYS can be specified
%             as -1 indicating that they are dynamically sized. The
%             actual length for all other flags will be equal to the
%             length of the input, U.
%     SYS(5) = Reserved for root finding. Must be zero.
%     SYS(6) = Direct feedthrough flag (1=yes, 0=no). The s-function
%             has direct feedthrough if U is used during the FLAG=3
%             call. Setting this to 0 is akin to making a promise that
%             U will not be used during FLAG=3. If you break the promise
%             then unpredictable results will occur.
%     SYS(7) = Number of sample times. This is the number of rows in TS.
%
% X0      = Initial state conditions or [] if no states.
%
% STR     = State ordering strings which is generally specified as [].
%
% TS      = An m-by-2 matrix containing the sample time
%           (period, offset) information. Where m = number of sample
%           times. The ordering of the sample times must be:
%
%           TS = [0      0,      : Continuous sample time.
%                 0      1,      : Continuous, but fixed in minor step
%                               sample time.
%                 PERIOD OFFSET, : Discrete sample time where
%                               PERIOD > 0 & OFFSET < PERIOD.
%                 -2      0];    : Variable step discrete sample time
%                               where FLAG=4 is used to get time of
%                               next hit.
%
%           There can be more than one sample time providing
%           they are ordered such that they are monotonically
%           increasing. Only the needed sample times should be
%           specified in TS. When specifying than one
%           sample time, you must check for sample hits explicitly by
%           seeing if
%           abs(round((T-OFFSET)/PERIOD) - (T-OFFSET)/PERIOD)
%           is within a specified tolerance, generally 1e-8. This
%           tolerance is dependent upon your model's sampling times
%           and simulation time.
%
%           You can also specify that the sample time of the S-function
%           is inherited from the driving block. For functions which

```

```

%           change during minor steps, this is done by
%           specifying SYS(7) = 1 and TS = [-1 0]. For functions which
%           are held during minor steps, this is done by specifying
%           SYS(7) = 1 and TS = [-1 1].

% Copyright 1990-2002 The MathWorks, Inc.
% $Revision: 1.18 $

%
% The following outlines the general structure of an S-function.
%
switch flag,

%%%%%%%%%%%%%%
% Initialization %
%%%%%%%%%%%%%%
case 0,
%
% call simsizes for a sizes structure, fill it in and convert it to a
% sizes array.
%
% Note that in this example, the values are hard coded. This is not a
% recommended practice as the characteristics of the block are typically
% defined by the S-function parameters.
%
sizes = simsizes;

sizes.NumContStates = 9; % Numero de estados continuos %isd, isq, thetae,
we, igd, igq, idload, iqload
sizes.NumDiscStates = 0; % Numero de estados discretos
sizes.NumOutputs     = 6; % Numero de salidas
sizes.NumInputs      = 3+1+3+3; % Numero de entradas --> Al poner 3+1
significa que hay un vector de 3 y otro con el 1.
%Tensiones de la red trifásica (ABC)
%Velocidad del viento
sizes.DirFeedthrough = 0;
sizes.NumSampleTimes = 1; % at least one sample time is needed
% SampleTimes = PERIODO DE MUESTREO

sys = simsizes(sizes); %Lee hasta aquí y sabe como es nuestro bloque y si no
es correcto nos daría un error.

%
% initialize the initial conditions
%
x0 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0]'; % Estado inicial a partir del que comienza la
evolución
%Como tengo 8 estado continuos aquí tengo que inicializarlos todos, los 8
%comienzan en 0. La comilla ' indica que es un
%vector columna.

%
% str is always an empty matrix
%
str = []; %Lo necesita así Matlab.

%
% initialize the array of sample times

```

```

%
ts = [0 0]; %[Ts offset] Se trata de un periodo de muestreo continuo que
comienza en el valor de offset.

% Inicialización de las Bases máquina de 160 MVA 15 kV de Anderson
S3b= 2000000; % 3phase VA base
fb= 50;
wb= 314.159265359;
DOS_PI= 6.283185307179586;
Vsb= 690/sqrt(3); % RMS phase-neutral rated voltage in V
Isb= S3b/(3*Vsb);
Zsb= Vsb/Isb; % Ohm
Lsb= Zsb/wb;
Vinfb=22900/sqrt(3);

% Inicialización de las variables Globales.
ws=1.0;
we=1.0;
MatClarke=[ [2 -1 -1]/3 ; [0 1 -1]/sqrt(3) ; [1 1 1]/3 ];
invMatClarke= [[1 0 1];[-1/2 sqrt(3)/2 1]; [-1/2 -sqrt(3)/2 1]];
RT=Rf+Rtr+Rl+Rth;
LT=Lf+Ltr+Ll+Lth;

FactoresAuxiliares(1) = wb/(Lds); % para la ecuación isd
FactoresAuxiliares(2) = wb/(Lqs); % para la ecuación isq
FactoresAuxiliares(3) = 0; %1/ (J/P); %para la ecuación mecánica
FactoresAuxiliares(4) = 1/((- Lth^2 + LT*Lth + Lc*LT)/wb^2);

Vinf=zeros(3,1);Vg=zeros(3,1);Vs=zeros(3,1); % Vectores en ejes DQ0-
alfabeta0
Vinf=0.0; Vinfq=0.0;Vsd=0.0; Vsq=0.0;Vgd=0.0; Vgq=0.0; % Vectores en ejes
dq
Igd=0.0; IgQ=0.0; IsD=0.0; IsQ=0.0;% Vectores en ejes DQ0-alfabeta0
Ig=zeros(3,1); Is=zeros(3,1); Vabc=zeros(3,1);% Vectores en ejes abc
Te=0.0; Ps=0.0; Qs=0.0;
Pg=0.0; Qg=0.0;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Derivatives % aqui tendremos que dar las ecuaciones de los diferentes
estados continuos
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
case 1,

%% Transformaciones %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Transformacion de Clarke: Pasamos de ABC a ejes naturales D-Q-0-alfa-beta-0
% En la tensión trifásica del bus infinito
Vinf=MatClarke*u(1:3)/Vinfb; % en pu Vsb=22900/sqrt(3) V en lado de
alta
% u(4) es fref
% En la tensión de red g
Vg=MatClarke*u(5:7)/Vsb; % en pu Vsb=690/sqrt(3) en lado de baja
% En la tensión de estator de PMSG
Vs=MatClarke*u(8:10)/Vsb; % en pu Vsb=690/sqrt(3) en lado de generador

```

```

%Transformacion de Park: Pasamos de ejes naturales D-Q-0-alfa-beta-0
% a ejes síncronos d-q que giran con wg síncrono
% Xd=Xalfa*costetag+Xbeta*sintetag % Artículo de Phankong por ejemplo
% Xq=-Xalfa*sintetag+Xbeta*costetag
%costetag=Xalfa/sqrt(Xalfa^2+Xbeta^2)
%sintetag=Xbeta/sqrt(Xalfa^2+Xbeta^2)

% Eje d de la red coincide con vector Vinf: Vinf=Vinfd+0j
CosThetag=Vinf(1)/sqrt(Vinf(1)*Vinf(1)+Vinf(2)*Vinf(2));
SinThetag=Vinf(2)/sqrt(Vinf(1)*Vinf(1)+Vinf(2)*Vinf(2));

Vinfd=Vinf(1)*CosThetag+Vinf(2)*SinThetag;
Vinfq=-Vinf(1)*SinThetag+Vinf(2)*CosThetag;
Vgd=Vg(1)*CosThetag+Vg(2)*SinThetag;
Vgq=-Vg(1)*SinThetag+Vg(2)*CosThetag;

% Suponemos que Thetae=Thetag
Vsd=Vs(1)*CosThetag+Vs(2)*SinThetag;
Vsq=-Vs(1)*SinThetag+Vs(2)*CosThetag;

%%% Ec dif PMSG %%%%%%%%%%%
% Ec electricas PMSG en ejes dq alineados con flujo de estator
% Ec 25.24 y 25.25 de Ackerman
sys(1)= (-Rs*x(1) + we*Lqs*x(2) - Vsd)*FactoresAuxiliares(1);
% Lds·disd/dt= -Rs·isd +we·Lqs·iqs -Vsd
sys(2)= (-Rs*x(2)- we*Lds*x(1) + we·Fim - Vsq)*FactoresAuxiliares(2); %
Lqs·disq/dt= -Rs·isq -we·Lds·ids +we·Fim-Vsq

Te=(Fim*x(2)+x(1)*x(2)*(Lqs-Lds));

Ps=5*0.5*(Vsd*x(1)+Vsq*x(2)); %Ps=(Vds*ids+Vqs*iqs)
Qs=5*0.5*(Vsq*x(1)-Vsd*x(2)); %Qs=(Vqs*ids-Vds*iqs)

sys(3)=0;
sys(4)= 0;

sys(5)= 0;
sys(6)= 0;
sys(7)=0;
sys(8)= 0;
sys(9)= 0;

%% Transformaciones inversas
% Para volver a ejes DQ0-alfabeta0 desde dq0
%Xalfa = cos_wt*Xd - sin_wt*Xq;
%Xbeta = sin_wt*Xd + cos_wt*Xq;

IsD= x(1)*CosThetag - x(2)*SinThetag;
IsQ= x(1)*SinThetag + x(2)*CosThetag;

% Para volver a ejes abc desde DQ0-alfabeta0
Is= invMatClarke*[IsD; IsQ; 0];

%%%%%%%%%%
% Update % aquí tendremos que dar las ecuaciones de los diferentes estados
discretos

```

```

%%%%%%%%%%
case 2, % Actualización del estado discreto

    sys = []; % Como no hay ninguno...

%%%%%%%%%%
% Outputs %
%%%%%%%%%%
case 3, % Aqui se definen las salidas,

sys(1)= x(1); % isd
    sys(2)= x(2); %isq
    sys(3)= Ps;
    sys(4)= Qs;
    sys(5)= Vsd;
    sys(6)= Vsq;
% sys(7)= Is(1); % isa
% sys(8)= Is(2); % isb
% sys(9)= x(6); % igd
% sys(10)= x(7); % igq
% sys(11)= Ig(1); % iga
% sys(12)= Ig(2); % igb
% sys(13)= Vabc(1);
% sys(14)= Vgq;
% sys(13)= Pg;
% sys(15)= Qg;
% sys(17)= Vinf;
% sys(18)= Vinfq;

%%%%%%%%%%
% GetTimeOfNextVarHit %
%%%%%%%%%%
case 4,
    sys=[]; %porque no tenemos periodos de muestreo variables

%%%%%%%%%%
% Terminate %
%%%%%%%%%%
case 9, %Por ejemplo que nos haga una gráfica o llamada a una función o, lo
que sea.
sys = [];
    fprintf('Funciona!!!! \n');

%%%%%%%%%%
% Unexpected flags %
%%%%%%%%%%
otherwise
    error(['Unhandled flag = ',num2str(flag)]);

end

```

3. ANEXO 3: S-FUNCTION PARA LA SIMULACIÓN DE LA MÁQUINA CON LA RED

```

function [sys,x0,str,ts] =
fPMSG_RED(t,x,u,flag,Rs,Lds,Lqs,Fim,Rf,Lf,C,Rtr,Ltr,Rl,Ll,Rc,Lc,Rth,Lth,H,P,D
)
% Modelo PMSG desarrollado en ejes dq síncronos: eje d coincide con flujo
% de estator ???
% Suponemos we, stator electrical angular speed
% P controlada con isd, Q controlada con isq
% Modelo de red: Eje d de la red coincide con vector Vinf ???
% wg frecuencia de la red.

% Argumentos de Entrada:
% Rs,Lds,Lqs,Fim,Rf,Lf,C,Rtr,Ltr,Rl,Ll,Rc,Lc,Rth,Lth,H,P,D
% Todas las variables son PU, lo omito
% Entradas de la funcion: Vinf, fref, Vg, Vs
% Salidas de la funcion:

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Definimos unas variables internas del bloque, que queremos que permanezcan
entre dos
% llamadas consecutivas a esta S-function
% Al declararlas como "global" son compartidas por Workspace que llama a esta
S-function
% (el propio de Simulink), y por esta S-function. Y por lo tanto, no
desaparecen al
% acabar de ejecutarse esta S-function, sino cuando finaliza la simulación

%Aquí declaro mis variables globales para que mantengan el valor de un ciclo
a otro.Meto las variables que se necesitan entre distintos flags.
global S3b Vsb fb wb Isb Zsb Lsb RT LT Vinfb
global MatClarke invMatClarke Vinf Vg Vs SinThetag CosThetag
global FactoresAuxiliares Vinfq Vgq Vgd Vgq Vsd Vsq IgD IgQ Ig Vabc
global ws we Ps Qs Pg Qg aux Te Pinf Qinf

%SFUNTMPL General M-file S-function template
% With M-file S-functions, you can define you own ordinary differential
% equations (ODEs), discrete system equations, and/or just about
% any type of algorithm to be used within a Simulink block diagram.
%
% The general form of an M-File S-function syntax is:
% [SYS,X0,STR,TS] = SFUNC(T,X,U,FLAG,P1,...,Pn)
%
% What is returned by SFUNC at a given point in time, T, depends on the
% value of the FLAG, the current state vector, X, and the current
% input vector, U.
%
% FLAG RESULT DESCRIPTION
% -----
% 0 [SIZES,X0,STR,TS] Initialization, return system sizes in SYS,
% initial state in X0, state ordering strings
% in STR, and sample times in TS.
% 1 DX Return continuous state derivatives in SYS.
% 2 DS Update discrete states SYS = X(n+1)
% 3 Y Return outputs in SYS.
% 4 TNEXT Return next time hit for variable step sample

```



```

%           You can also specify that the sample time of the S-function
%           is inherited from the driving block. For functions which
%           change during minor steps, this is done by
%           specifying SYS(7) = 1 and TS = [-1 0]. For functions which
%           are held during minor steps, this is done by specifying
%           SYS(7) = 1 and TS = [-1 1].

%   Copyright 1990-2002 The MathWorks, Inc.
%   $Revision: 1.18 $

%
% The following outlines the general structure of an S-function.
%
switch flag,

%%%%%%%%%%%%%%
% Initialization %
%%%%%%%%%%%%%%
case 0,
%
% call simsizes for a sizes structure, fill it in and convert it to a
% sizes array.
%
% Note that in this example, the values are hard coded. This is not a
% recommended practice as the characteristics of the block are typically
% defined by the S-function parameters.
%
sizes = simsizes;

sizes.NumContStates = 9; % Numero de estados continuos %isd, isq, thetae,
we, igd, igq, idload, iqload
sizes.NumDiscStates = 0; % Numero de estados discretos
sizes.NumOutputs    = 17; % Numero de salidas
sizes.NumInputs     = 3+1+3+3; % Numero de entradas --> Al poner 3+1
significa que hay un vector de 3 y otro con el 1.
%Tensiones de la red trifásica (ABC)
%Velocidad del viento
sizes.DirFeedthrough = 0;
sizes.NumSampleTimes = 1; % at least one sample time is needed
% SampleTimes = PERIODO DE MUESTREO

sys = simsizes(sizes); %Lee hasta aquí y sabe como es nuestro bloque y si no
es correcto nos daría un error.

%
% initialize the initial conditions
%
x0 = [0 0 0 0 0 0 0 0 0]'; % Estado inicial a partir del que comienza la
evolución
%Como tengo 8 estado continuos aquí tengo que inicializarlos todos, los 8
%comienzan en 0. La comilla ' indica que es un
%vector columna.

%
% str is always an empty matrix
%
str = []; %Lo necesita así Matlab.

```

```

%
% initialize the array of sample times
%
ts = [0 0]; %[Ts offset] Se trata de un periodo de muestreo continuo que
comienza en el valor de offset.

% Inicialización de las Bases máquina de 160 MVA 15 kV de Anderson
S3b= 2000000; % 3phase VA base
fb= 50;
wb= 314.159265359;
DOS_PI= 6.283185307179586;
Vsb= 690/sqrt(3); % RMS phase-neutral rated voltage in V
Isb= S3b/(3*Vsb);
Zsb= Vsb/Isb; % Ohm
Lsb= Zsb/wb;
Vinfb=22900/sqrt(3);

% Inicialización de las variables Globales.
ws=1.0;
we=1.0;

MatClarke=[ [2 -1 -1]/3 ; [0 1 -1]/sqrt(3) ; [1 1 1]/3 ];
invMatClarke= [[1 0 1];[-1/2 sqrt(3)/2 1]; [-1/2 -sqrt(3)/2 1]];
RT=Rf+Rtr+Rl+Rth;
LT=Lf+Ltr+Ll+Lth;
FactoresAuxiliares(1) = 1/(Lds); % para la ecuación isd
FactoresAuxiliares(2) = 1/(Lqs); % para la ecuación isq
FactoresAuxiliares(3) = 0; %1/ (J/P); %para la ecuación mecánica
FactoresAuxiliares(4) = 1/(- Lth^2 + LT*Lth + Lc*LT); % den = (- Lth^2 +
LT*Lth + LL*LT)

Vinf=zeros(3,1);Vg=zeros(3,1);Vs=zeros(3,1); % Vectores en ejes DQ0-alfabeta0
Vinf=0.0; Vinfq=0.0;Vsd=0.0; Vsq=0.0;Vgd=0.0; Vgq=0.0;
Ig=zeros(3,1); Vabc=zeros(3,1);% Vectores en ejes abc
Te=0.0; Ps=0.0; Qs=0.0;
Pg=0.0; Qg=0.0; Pinf=0.0; Qinf= 0.0;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Derivatives % aqui tendremos que dar las ecuaciones de los diferentes
estados continuos
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
case 1,

%% Transformaciones %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Transformacion de Clarke: Pasamos de ABC a ejes naturales D-Q-0-alfa-beta-0
% En la tensión trifásica del bus infinito
Vinf=MatClarke*u(1:3)/Vinfb; % en pu Vsb=22900/sqrt(3) V en lado de
alta
% u(4) es fref
% En la tensión de red g
Vg=MatClarke*u(5:7)/Vsb; % en pu Vsb=690/sqrt(3) en lado de baja
% En la tensión de estator de PMSG
Vs=MatClarke*u(8:10)/Vsb; % en pu Vsb=690/sqrt(3) en lado de generador

Vabc(1)=u(5)/Vsb;

```

```

%Transformacion de Park: Pasamos de ejes naturales D-Q-0-alfa-beta-0
% a ejes síncronos d-q que giran con wg síncrono
% Xd=Xalfa*costetag+Xbeta*sintetag % Artículo de Phankong por ejemplo
% Xq=-Xalfa*sintetag+Xbeta*costetag
%costetag=Xalfa/sqrt(Xalfa^2+Xbeta^2)
%sintetag=Xbeta/sqrt(Xalfa^2+Xbeta^2)

% Eje d de la red coincide con vector Vinf: Vinf=Vinfd+0j
CosThetag=Vinf(1)/sqrt(Vinf(1)*Vinf(1)+Vinf(2)*Vinf(2));
SinThetag=Vinf(2)/sqrt(Vinf(1)*Vinf(1)+Vinf(2)*Vinf(2));

Vinfd=Vinf(1)*CosThetag+Vinf(2)*SinThetag;
Vinfq=-Vinf(1)*SinThetag+Vinf(2)*CosThetag;
Vgd=Vg(1)*CosThetag+Vg(2)*SinThetag;
Vgq=-Vg(1)*SinThetag+Vg(2)*CosThetag;

% Suponemos que Thetae=Thetag
Vsd=Vs(1)*CosThetag+Vs(2)*SinThetag;
Vsqr=-Vs(1)*SinThetag+Vs(2)*CosThetag;

%%% Ec dif PMSG %%%%%%%%%%%
% Ec electricas PMSG en ejes dq alineados con flujo de estator
% Ec 25.24 y 25.25 de Ackerman
sys(1)=(-Rs*x(1) + we*Lqs*x(2) - Vsd)*wb*FactoresAuxiliares(1);
% Lds·disd/dt= -Rs·isd +we·Lqs·iqs -Vsd
sys(2)=(-Rs*x(2)- we*Lds*x(1) + we*Fim - Vsqr)*wb*FactoresAuxiliares(2);
% Lqs·disq/dt= -Rs·isq -we·Lds·ids +we·Fim-Vsqr

Te=(Fim*x(2)+x(1)*x(2)*(Lqs-Lds));

Ps=5*0.5*(Vsd*x(1)+Vsqr*x(2)); %Ps=(Vds*ids+Vqs*iqs)
Qs=5*0.5*(Vsqr*x(1)-Vsd*x(2)); %Qs=(Vqs*ids-Vds*iqs)

sys(3)=0;
sys(4)= 0;

sys(5)= 0;

%%% Ec dif lado red %%%%%%%%%%%

% Corrientes en la linea del filtro
sys(6)=(-Rl*x(6)+ws*x(7)*Ll+ Vgd - Vinfd)*wb/Ll;
sys(7)=(-Rl*x(7)-ws*x(6)*Ll+ Vgq - Vinfq)*wb/Ll;

sys(8)= 0;%(-Rl*x(6)+ws*x(7)+ Vgd - Vinfd)/Ll;
sys(9)= 0; %

Pg=0.5*(Vgd*x(6)+Vgq*x(7)); %Pg=(Vdg*idg+Vqg*iqg) ;
Qg=0.5*(Vgq*x(6)-Vgd*x(7)); %Qg=(Vqg*idg-Vdg*iqg);

Pinf=0.5*(Vinfd*x(6)+Vinfq*x(7));
Qinf= 0.5*(Vinfq*x(6)-Vinfd*x(7));

```

```

%% Transformaciones inversas
% Para volver a ejes DQ0-alfabeta0 desde dq0
%Xalfa = cos_wt*Xd - sin_wt*Xq;
%Xbeta = sin_wt*Xd + cos_wt*Xq;

IgD= x(6)*CosThetag - x(7)*SinThetag;
IgQ= x(6)*SinThetag + x(7)*CosThetag;

% Para volver a ejes abc desde DQ0-alfabeta0
Ig= invMatClarke*[IgD; IgQ; 0];

%%%%%%%%%%%%%%
% Update % aqui tendremos que dar las ecuaciones de los diferentes estados
discretos
%%%%%%%%%%%%%%
case 2, % Actualización del estado discreto

    sys = []; % Como no hay ninguno...

%%%%%%%%%%%%%%
% Outputs %
%%%%%%%%%%%%%%
case 3, % Aqui se definen las salidas,

sys(1)= x(1); % isd
    sys(2)= x(2); % isq
    sys(3)= Vsd;
    sys(4)= Vsq;
    sys(5)= Ps;
    sys(6)= Qs;
    sys(7)= x(6); % igd
    sys(8)= x(7); % igq
    sys(9)= Ig(1); % iga
    sys(10)= Ig(2); % igb
    sys(11)= Vabc(1);
    sys(12)= Vgd;
    sys(13)= Vgq;
    sys(14)= Pg;
    sys(15)= Qg;
    sys(16)= Pinf;
sys(17)= Qinf;

%%%%%%%%%%%%%%
% GetTimeOfNextVarHit %
%%%%%%%%%%%%%%
case 4,
    sys=[]; %porque no tenemos periodos de muestreo variables

%%%%%%%%%%%%%%
% Terminate %
%%%%%%%%%%%%%%
case 9, %Por ejemplo que nos haga una gráfica o llamada a una función o, lo
que sea.
sys = [];
fprintf('Funciona!!!! \n');

```

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Unexpected flags %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
otherwise
    error(['Unhandled flag = ', num2str(flag)]);

end
```

4. ANEXO 4: S-FUNCTION PARA LA SIMULACIÓN DE LA MÁQUINA CONECTADA A LA RED

```

function [sys,x0,str,ts] =
fPMSG_BARRA_inf(t,x,u,flag,Rs,Lds,Lqs,Fim,Rf,Lf,C,Rtr,Ltr,Rl,Ll,Rc,Lc,Rth,Lth
,H,P,D)
% Modelo PMSG desarrollado en ejes dq síncronos: eje d coincide con flujo
% de estator ???
% Suponemos we, stator electrical angular speed
% P controlada con isd, Q controlada con isq
% Modelo de red: Eje d de la red coincide con vector Vinf ???
% wg frecuencia de la red.

% Argumentos de Entrada:
% Rs,Lds,Lqs,Fim,Rf,Lf,C,Rtr,Ltr,Rl,Ll,Rc,Lc,Rth,Lth,H,P,D
% Todas las variables son PU, lo omito
% Entradas de la funcion: Vinf, fref, Vg, Vs
% Salidas de la funcion:

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Definimos unas variables internas del bloque, que queremos que permanezcan
entre dos
% llamadas consecutivas a esta S-function
% Al declararlas como "global" son compartidas por Workspace que llama a esta
S-function
% (el propio de Simulink), y por esta S-function. Y por lo tanto, no
desaparecen al
% acabar de ejecutarse esta S-function, sino cuando finaliza la simulación

%Aquí declaro mis variables globales para que mantengan el valor de un ciclo
a otro.Meto las variables que se necesitan entre distintos flags.
global S3b Vsb fb wb Isb Zsb Lsb RT LT Vinfb
global MatClarke invMatClarke Vinf Vg Vs SinThetag CosThetag
global FactoresAuxiliares Vinfq Vgq Vgd Vgq Vsd Vsq IgD IgQ Ig Vabc
global ws we Ps Qs Pg Qg Te Pinf Qin Pcc Qcc Vdc Vpccd Vpccd

%SFUNTMPL General M-file S-function template
% With M-file S-functions, you can define you own ordinary differential
% equations (ODEs), discrete system equations, and/or just about
% any type of algorithm to be used within a Simulink block diagram.
%
% The general form of an M-File S-function syntax is:
% [SYS,X0,STR,TS] = SFUNC(T,X,U,FLAG,P1,...,Pn)
%
% What is returned by SFUNC at a given point in time, T, depends on the
% value of the FLAG, the current state vector, X, and the current
% input vector, U.
%
% FLAG RESULT DESCRIPTION
% -----
% 0 [SIZES,X0,STR,TS] Initialization, return system sizes in SYS,
% initial state in X0, state ordering strings
% in STR, and sample times in TS.
% 1 DX Return continuous state derivatives in SYS.
% 2 DS Update discrete states SYS = X(n+1)
% 3 Y Return outputs in SYS.
% 4 TNEXT Return next time hit for variable step sample

```

```

%           time in SYS.
% 5         Reserved for future (root finding).
% 9         [] Termination, perform any cleanup SYS=[].
%
% The state vectors, X and X0 consists of continuous states followed
% by discrete states.
%
% Optional parameters, P1,...,Pn can be provided to the S-function and
% used during any FLAG operation.
%
% When SFUNC is called with FLAG = 0, the following information
% should be returned:
%
%   SYS(1) = Number of continuous states.
%   SYS(2) = Number of discrete states.
%   SYS(3) = Number of outputs.
%   SYS(4) = Number of inputs.
%           Any of the first four elements in SYS can be specified
%           as -1 indicating that they are dynamically sized. The
%           actual length for all other flags will be equal to the
%           length of the input, U.
%   SYS(5) = Reserved for root finding. Must be zero.
%   SYS(6) = Direct feedthrough flag (1=yes, 0=no). The s-function
%           has direct feedthrough if U is used during the FLAG=3
%           call. Setting this to 0 is akin to making a promise that
%           U will not be used during FLAG=3. If you break the promise
%           then unpredictable results will occur.
%   SYS(7) = Number of sample times. This is the number of rows in TS.
%
%   X0      = Initial state conditions or [] if no states.
%
%   STR     = State ordering strings which is generally specified as [].
%
%   TS     = An m-by-2 matrix containing the sample time
%           (period, offset) information. Where m = number of sample
%           times. The ordering of the sample times must be:
%
%           TS = [0      0,      : Continuous sample time.
%                 0      1,      : Continuous, but fixed in minor step
%                               sample time.
%                 PERIOD OFFSET, : Discrete sample time where
%                               PERIOD > 0 & OFFSET < PERIOD.
%                 -2      0];    : Variable step discrete sample time
%                               where FLAG=4 is used to get time of
%                               next hit.
%
%   There can be more than one sample time providing
%   they are ordered such that they are monotonically
%   increasing. Only the needed sample times should be
%   specified in TS. When specifying than one
%   sample time, you must check for sample hits explicitly by
%   seeing if
%       abs(round((T-OFFSET)/PERIOD) - (T-OFFSET)/PERIOD)
%   is within a specified tolerance, generally 1e-8. This
%   tolerance is dependent upon your model's sampling times
%   and simulation time.
%

```

```

%           You can also specify that the sample time of the S-function
%           is inherited from the driving block. For functions which
%           change during minor steps, this is done by
%           specifying SYS(7) = 1 and TS = [-1 0]. For functions which
%           are held during minor steps, this is done by specifying
%           SYS(7) = 1 and TS = [-1 1].

%   Copyright 1990-2002 The MathWorks, Inc.
%   $Revision: 1.18 $

%
% The following outlines the general structure of an S-function.
%
switch flag,

%%%%%%%%%%
% Initialization %
%%%%%%%%%%
case 0,
%
% call simsizes for a sizes structure, fill it in and convert it to a
% sizes array.
%
% Note that in this example, the values are hard coded. This is not a
% recommended practice as the characteristics of the block are typically
% defined by the S-function parameters.
%
sizes = simsizes;

sizes.NumContStates = 9; % Numero de estados continuos %isd, isq, thetae,
we, igd, igq, idload, iqload
sizes.NumDiscStates = 0; % Numero de estados discretos
sizes.NumOutputs    = 25; % Numero de salidas
sizes.NumInputs     = 3+1+3+3; % Numero de entradas --> Al poner 3+1
significa que hay un vector de 3 y otro con el 1.
%Tensiones de la red trifásica (ABC)
%Velocidad del viento
sizes.DirFeedthrough = 0;
sizes.NumSampleTimes = 1; % at least one sample time is needed
% SampleTimes = PERIODO DE MUESTREO

sys = simsizes(sizes); %Lee hasta aquí y sabe como es nuestro bloque y si no
es correcto nos daría un error.

%
% initialize the initial conditions
%
x0 = [0 0 4.0328 0 0 0 0 0 0]'; % Estado inicial a partir del que comienza la
evolución
%Como tengo 9 estado continuos aquí tengo que inicializarlos todos
% x(3)=Vdc/Vsb= (800/(690/sqrt(3)))^2= 2.0082^2=4.0328
% La comilla ' indica que es un vector columna.

%
% str is always an empty matrix
%
str = []; %Lo necesita así Matlab.

```



```

%
% initialize the array of sample times
%
ts = [0 0]; %[Ts offset] Se trata de un periodo de muestreo continuo que
comienza en el valor de offset.

% Inicialización de las Bases máquina de Kim
S3b= 2000000; % 3phase VA base
fb= 50;
wb= 314.159265359;
DOS_PI= 6.283185307179586;
Vsb= 690/sqrt(3); % RMS phase-neutral rated voltage in V
Isb= S3b/(3*Vsb);
Zsb= Vsb/Isb; % Ohm
Lsb= Zsb/wb;
Vinfb=22900/sqrt(3);
Vdc= 800/Vsb;

% Inicialización de las variables Globales.
ws=1.0;
we=1.0;

MatClarke=[ [2 -1 -1]/3 ; [0 1 -1]/sqrt(3) ; [1 1 1]/3 ];
invMatClarke= [[1 0 1];[-1/2 sqrt(3)/2 1]; [-1/2 -sqrt(3)/2 1]];
RT=Rf+Rtr+Rl+Rth;
LT=Lf+Ltr+Ll+Lth;
FactoresAuxiliares(1) = 1/(Lds); % para la ecuación isd
FactoresAuxiliares(2) = 1/(Lqs); % para la ecuación isq
FactoresAuxiliares(3) = 0; %1/ (J/P); %para la ecuación mecánica
FactoresAuxiliares(4) = 1/(- Lth^2 + LT*Lth + Lc*LT); % den = (- Lth^2 +
LT*Lth + LL*LT)
FactoresAuxiliares(5) = 1/C; % Para la ecuación de Vdc

Vinf=zeros(3,1);Vg=zeros(3,1);Vs=zeros(3,1); % Vectores en ejes DQ0-
alfabeta0
Vinf=0.0; Vinfq=0.0;Vsd=0.0; Vsq=0.0;Vgd=0.0; Vgq=0.0;
Ig=zeros(3,1); Vabc=zeros(3,1);% Vectores en ejes abc
Te=0.0; Ps=0.0; Qs=0.0;
Pg=0.0; Qg=0.0; Pinf=0.0; Qinf= 0.0;Pcc=0.0; Qcc=0.0;
Vpccd=0.0; Vpccq=0.0;

%%%%%%%%%%
% Derivatives % aqui tendremos que dar las ecuaciones de los diferentes
estados continuos
%%%%%%%%%%
case 1,

%% Transformaciones %%%%%%%%%%%
%Transformacion de Clarke: Pasamos de ABC a ejes naturales D-Q-0-alfa-beta-0
% En la tensión trifásica del bus infinito
Vinf=MatClarke*u(1:3)/Vinfb; % en pu Vsb=22900/sqrt(3) V en lado de
alta
% u(4) es fref
% En la tensión de red g
Vg=MatClarke*u(5:7)/Vsb; % en pu Vsb=690/sqrt(3) en lado de baja
% En la tensión de estator de PMSG
Vs=MatClarke*u(8:10)/Vsb; % en pu Vsb=690/sqrt(3) en lado de generador

```

```

Vabc(1)=u(5)/Vsb;

%Transformacion de Park: Pasamos de ejes naturales D-Q-0-alfa-beta-0
% a ejes síncronos d-q que giran con wg síncrono
% Xd=Xalfa*costetag+Xbeta*sintetag % Artículo de Phankong por ejemplo
% Xq=-Xalfa*sintetag+Xbeta*costetag
%costetag=Xalfa/sqrt(Xalfa^2+Xbeta^2)
%sintetag=Xbeta/sqrt(Xalfa^2+Xbeta^2)

% Eje d de la red coincide con vector Vinf: Vinf=Vinfd+0j
CosThetag=Vinf(1)/sqrt(Vinf(1)*Vinf(1)+Vinf(2)*Vinf(2));
SinThetag=Vinf(2)/sqrt(Vinf(1)*Vinf(1)+Vinf(2)*Vinf(2));

Vinfd=Vinf(1)*CosThetag+Vinf(2)*SinThetag;
Vinfq=-Vinf(1)*SinThetag+Vinf(2)*CosThetag;
Vgd=Vg(1)*CosThetag+Vg(2)*SinThetag;
Vgq=-Vg(1)*SinThetag+Vg(2)*CosThetag;

% Suponemos que Thetae=Thetag
Vsd=Vs(1)*CosThetag+Vs(2)*SinThetag;
Vsq=-Vs(1)*SinThetag+Vs(2)*CosThetag;

%%% Ec dif PMSG %%%%%%%%%%%
% Ec electricas PMSG en ejes dq alineados con flujo de estator
% Ec 25.24 y 25.25 de Ackerman
sys(1)=(-Rs*x(1) + we*Lqs*x(2) - Vsd)*wb*FactoresAuxiliares(1);
% Lds·disd/dt= -Rs·isd +we·Lqs·iqs -Vsd
sys(2)=(-Rs*x(2)- we*Lds*x(1) + we*Fim - Vsq)*wb*FactoresAuxiliares(2);
% Lqs·disq/dt= -Rs·isq -we·Lds·ids +we·Fim-Vsq

Te=(Fim*x(2)+x(1)*x(2)*(Lqs-Lds));

Ps=5*0.5*(Vsd*x(1)+Vsq*x(2)); %Ps=(Vds*ids+Vqs*iqs)
Qs=5*0.5*(Vsq*x(1)-Vsd*x(2)); %Qs=(Vqs*ids-Vds*iqs)

%%% Ec B2B %%%%%%%%%%%
%Ps_ref va a ser u(4)
%Ps=u(4);
sys(3)=2*wb*FactoresAuxiliares(5)*(Ps-Pg);
Vdc=abs(sqrt(x(3)));
sys(4)= 0;
sys(5)= 0;

%%% Ec dif lado red %%%%%%%%%%%

% Corrientes en la linea del filtro
sys(6)=(wb*(Lc*Vgd - Lc*Vinfd + Lth*Vgd - Lc*RT*x(6) + Lth*Rth*x(6) -
Lth*RT*x(6) + Lc*Rth*x(8) - Lth*Rl*x(8) - Lth^2*ws*x(7) + Lc*LT*ws*x(7) +
Lth*LT*ws*x(7)))/(- Lth^2 + LT*Lth + Lc*LT);
sys(7)=(wb*(Lc*Vgq - Lc*Vinfq + Lth*Vgq - Lc*RT*x(7) + Lth*Rth*x(7) -
Lth*RT*x(7) + Lc*Rth*x(9) - Lth*Rl*x(9) + Lth^2*ws*x(6) - Lc*LT*ws*x(6) -
Lth*LT*ws*x(6)))/(- Lth^2 + LT*Lth + Lc*LT);

```

```

    sys(8)=(wb*(Lth*Vgd - Lth*Vinf d + LT*Vinf d - Lth*RT*x(6) + LT*Rth*x(6)
- LT*Rc*x(8) + Lth*Rth*x(8) - LT*Rth*x(8) - Lth^2*ws*x(9) + Lc*LT*ws*x(9) +
Lth*LT*ws*x(9)))/(- Lth^2 + LT*Lth + Lc*LT);
    sys(9)=(wb*(Lth*Vgq - Lth*Vinf q + LT*Vinf q - Lth*RT*x(7) + LT*Rth*x(7)
- LT*Rc*x(9) + Lth*Rth*x(9) - LT*Rth*x(9) + Lth^2*ws*x(8) - Lc*LT*ws*x(8) -
Lth*LT*ws*x(8)))/(- Lth^2 + LT*Lth + Lc*LT);

    Pg=0.5*(Vgd*x(6)+Vgq*x(7)); %Pg=(Vdg*idg+Vgq*iqg) ;
    Qg=0.5*(Vgq*x(6)-Vgd*x(7)); %Qg=(Vgq*idg-Vdg*iqg);

% Potencias en barra infinita llega id_inf=igd-idload; iq_inf=igq-iqload
    Pinf=0.5*(Vinf d*(x(6)-x(8))+Vinf q*(x(7)-x(9)));
%Pinf=(Vdinf*idinf+Vqinf*iqinf);
    Qinf=0.5*(Vinf q*(x(6)-x(8))-Vinf d*(x(7)-x(9))); %Qinf=(Vqinf*idinf-
Vdinf*iqinf);

% Potencias en PCC necesitamos VPcc_dq=Vd3_dq / Se ha escrito vd3
% pero en matlab
    Vpccd=Rc*x(8)+Lc/wb*sys(8)-ws*Lc*x(9); %su corriente es Ig
Vpccq=Rc*x(9)+Lc/wb*sys(9)+ws*Lc*x(8);

    Pcc=0.5*(Vpccd*x(8)+Vpccq*x(9));
%Pcc=(Vpccd*idload+Vpccq*iqload);%Punto comun coupling
    Qcc=0.5*(Vpccq*x(8)-Vpccd*x(9)); %Qcc=(Vpccq*idload-Vpccd*iqload);

%cAMBIAR L1 y R1 por Lc y Rc
%Rtr Ltr por RT y LT
%Definir Pinf y Qinf (coom antes)
%Rth y Lth darles valor 1*e-6
%Definir Pcc y Qcc que son de la carga son como Pinf y Qinf pero
%con x(8) y x(9)

    %% Transformaciones inversas
% Para volver a ejes DQ0-alfabeta0 desde dq0
%Xalfa = cos_wt*Xd - sin_wt*Xq;
%Xbeta = sin_wt*Xd + cos_wt*Xq;

IgD= x(6)*CosThetag - x(7)*SinThetag;
IgQ= x(6)*SinThetag + x(7)*CosThetag;

% Para volver a ejes abc desde DQ0-alfabeta0
Ig= invMatClarke*[IgD; IgQ; 0];

%%%%%%%%%%%%
% Update % aqui tendremos que dar las ecuaciones de los diferentes estados
discretos
%%%%%%%%%%%%
case 2, % Actualización del estado discreto

    sys = []; % Como no hay ninguno...

%%%%%%%%%%%%
% Outputs %
%%%%%%%%%%%%
case 3, % Aqui se definen las salidas,

sys(1)= x(1); % isd

```

```

    sys(2)= x(2); %isq
    sys(3)= Vsd;
    sys(4)= Vsq;
    sys(5)= Ps;
sys(6)= Qs;
    sys(7)= Vdc; %Vdc / Vdcref va a ser 800/Vsb /El controlador hace
controlar que Ps tiene que salir de la maquina para que vdc se mantenga donde
quiero
sys(8)= x(6); % igd
    sys(9)= x(7); % igq
    sys(10)= Vgd;
    sys(11)= Vgq;
    sys(12)= Pg;
    sys(13)= Qg;
    sys(14)= x(8); % idload
    sys(15)= x(9); % iqload
sys(16)= Vpccd;
    sys(17)= Vpccq;
    sys(18)= Pcc;
    sys(19)= Qcc;
    sys(20)= (x(6)-x(8)); % iinfd
    sys(21)= (x(7)-x(9)); % iinfq
    sys(22)=Vinfd;
    sys(23)=Vinfq;
    sys(24)=Pinf;
    sys(25)=Qinf;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% GetTimeOfNextVarHit %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
case 4,
    sys=[]; %porque no tenemos periodos de muestreo variables

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Terminate %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
case 9, %Por ejemplo que nos haga una gráfica o llamada a una función o, lo
que sea.
    sys = [];
    fprintf('Funciona!!!! \n');

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Unexpected flags %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
otherwise
    error(['Unhandled flag = ', num2str(flag)]);

end

```

5. ANEXO 5: MATEMÁTICA SIMBÓLICA PARA OBTENER LAS ECUACIONES DIFERENCIALES DE LA RED

```

syms Ltr wb Lth Ll Rtr Rth Rl ws Vgd Vinfd Vgq Vinfq xd xq yd yq

a11=Ltr/wb;
a12= -Lth/wb;
a21= -Lth/wb;
a22= (Lth+Ll)/wb;
b11=-Rtr;
b12=Rth;
b21=b12;
b22=- (Rth+Rl);
c11=ws*Ltr;
c12=-ws*Lth;
c21=c12;
c22=ws*(Lth+Ll);

A=Vgd-Vinfd+b11*xd+b12*yd+c11*xq+c12*yq;
B=Vinfd+b21*xd+b22*yd+c21*xq+c22*yq;
dxd=det([A a12; B a22])/det([ a11 a12; a21 a22])
dyd=det([a11 A; a21 B])/det([ a11 a12; a21 a22])

C=Vgq-Vinfq+ b11*xq + b12*yq + c11*xd + c12*yd;
D=Vinfq+ b21*xq + b22*yq + c21*xd +c22*yd;
dxq=det([C a12; D a22])/det([ a11 a12; a21 a22])
dyq=det([a11 C; a21 D])/det([ a11 a12; a21 a22])

syms P_GSC
syms Q_GSC
E=[Vgq Vgd; -Vgd Vgq]^(-1)
F=[P_GSC; Q_GSC]
G=E*F

```